

INFORMES  
TÉCNICOS

003

Análisis de potencial  
y oportunidades de  
integración de  
energía solar  
térmica en redes  
de climatización

Energía solar de  
concentración  
en una red  
de calor y frío  
en Jaén

[www.idae.es](http://www.idae.es)







**Informes técnicos IDAE: 003**

Madrid, 2015

**Autores:** Jaira Díaz Urtiaga, Carmen Espinosa Nevado, Javier Gonzalez Camacho, Andrés Paredes Salvador

**Coordinación y revisión IDAE:** Carlos Montoya Rasero, Andrés Paredes Salvador

**Dirección:** Alfonso Olivas Lallana, director de Energías Renovables del IDAE.

El presente estudio ha sido promovido y realizado por el IDAE.

**Foto de portada:** SOLTIGUA

# ÍNDICE

1	Resumen ejecutivo.....	6
1.1	Introducción.....	6
1.2	Metodología .....	6
1.3	Resultados .....	8
2	Planteamiento .....	11
2.1	Antecedentes .....	11
2.2	Contexto.....	12
2.2.1	Redes de climatización solares en Europa.....	12
2.2.2	Redes de climatización en España.....	15
2.2.3	Redes de climatización solares en España - Casos de estudio Proyecto SDH – IEE .....	17
2.2.4	Redes de climatización con colectores solares de concentración en el mundo.....	21
2.2.5	Otros ejemplos de grandes instalaciones de concentración .....	25
2.2.6	Instalaciones con colectores solares de concentración para procesos industriales y climatización en España .....	27
2.2.7	Programas de ayudas y financiación a instalaciones solares térmicas .....	29
2.3	Problemática y oportunidades .....	32
2.3.1	Barreras generales de las instalaciones solares térmicas .....	33
2.3.2	Barreras propias de las instalaciones solares con colectores de concentración en aplicaciones térmicas .....	34
2.3.3	Ventajas del uso de colectores solares de concentración en aplicaciones térmicas .....	38
3	Objetivo.....	43
4	Análisis tecnológico.....	44
4.1	Tecnología solar de concentración en redes urbanas .....	44
4.2	Colectores solares de concentración.....	54
4.2.1	Colectores cilindro parabólicos.....	61
4.2.2	Colectores lineales de Fresnel .....	65
4.2.3	Colectores de concentración de espejos fijos.....	67
4.2.4	Colectores de Ultra Alto Vacío .....	70
4.2.5	Otras tecnologías de concentración .....	71
4.3	Tecnología de refrigeración solar .....	74
4.4	Orientación de los captadores.....	76

4.5	Fluido de trabajo .....	78
4.6	Acumulación adaptada a tecnologías solares de concentración.....	79
4.7	Circuito hidráulico del sistema solar .....	81
4.7.1	Tipos de tubería .....	81
4.7.2	Dimensionado de circuitos hidráulicos.....	82
4.7.3	Vasos de expansión y depósitos amortiguadores de temperatura.....	85
4.7.4	Aislamiento .....	86
4.7.5	Dilataciones.....	87
4.7.6	Bombas y sistema de circulación .....	89
4.7.7	Configuración de la conexión a la red.....	90
4.8	Intercambiador de calor.....	91
4.9	Estrategias de control del sistema.....	97
5	Descripción de la red objeto .....	99
5.1	Descripción de la red.....	99
5.2	Demanda de la red.....	103
5.2.1	Demanda diseño .....	103
5.2.2	Demanda teórica inicial .....	110
6	Metodología .....	114
7	Determinación de las variables del sistema.....	115
7.1	Tipo de captador .....	115
7.2	Orientación de los captadores.....	123
7.3	Configuración de la conexión a la red.....	123
7.4	Superficie de captación .....	125
7.4.1	Superficie de terreno disponible .....	125
7.4.2	Pérdidas por obstáculos, orientación e inclinación .....	129
7.4.3	Superficie de apertura .....	131
7.4.4	Fracción solar.....	138
7.5	Acumulación.....	141
7.6	Fluido caloportador.....	146
7.7	Caudales del sistema .....	147
7.8	Tuberías.....	150
7.9	Bombas de impulsión .....	162
7.10	Vasos de expansión .....	165
7.11	Intercambiador de calor.....	167
7.12	Resumen de las variables consideradas para las simulaciones .....	169

8	Simulaciones.....	170
8.1	Programas de simulación dinámica de sistemas solares térmicos .....	170
8.2	Ejecución de las simulaciones.....	174
8.2.1	Simplificaciones de partida.....	175
8.2.2	Descripción del esquema utilizado en las simulaciones .....	177
8.3	Identificación de las soluciones técnicamente viables .....	183
9	Análisis económico comparativo .....	204
9.1	Hipótesis de partida para la evaluación económica de las instalaciones técnicamente viables.....	208
9.2	Comparación de las 9 instalaciones técnicamente viables y selección de las soluciones propuestas.....	221
9.3	Evaluación de las soluciones propuestas bajo diferentes escenarios económicos.....	227
9.3.1	Sistemas de ayudas públicas a la Inversión .....	227
9.3.2	Escenarios económico-financieros .....	228
9.3.3	Influencia de la evolución del precio de la biomasa sobre la rentabilidad de las soluciones propuestas .....	231
9.3.4	Influencia del precio de venta del calor solar sobre la rentabilidad de las soluciones al tratarse de una ESE.....	235
10	Desarrollo de soluciones propuestas.....	241
11	Análisis bajo las condiciones teóricas iniciales de la red .....	246
11.1	Simulaciones bajo condiciones iniciales .....	246
11.2	Análisis económico bajo condiciones iniciales.....	252
11.3	Resumen de las soluciones propuestas para las condiciones iniciales de demanda .....	257
12	Conclusiones.....	262
13	Referencias .....	263
14	Índice de figuras.....	267
15	Índice de tablas .....	275
16	Índice de siglas .....	284
17	Anexos .....	287
17.1	Directorio de fabricantes de captadores solares de concentración contactados en el presente estudio .....	287
17.2	Fichas técnicas de programas de simulación .....	289
17.3	Regulación del sistema diseñado en POLYSUN .....	296
17.3.1	Regulación 1: Instalación solar.....	296
17.3.2	Regulación 2: Válvula de mezcla.....	298

17.3.3	Regulación 3: Aporte al solar .....	298
17.3.4	Regulación 4: Caldera de biomasa.....	299
17.3.5	Regulación 5: Circuito de distribución. Red de referencia.....	301
17.4	Programa PAREER-CRECE (IDAE).....	302
17.5	Presupuesto detallado de las tres soluciones propuestas .....	307

# 1 Resumen ejecutivo

## 1.1 Introducción

El aprovechamiento de energía solar de concentración para su uso en aplicaciones térmicas ha tenido muy escasa implantación en España. En el caso particular de redes de climatización, la integración de instalaciones solares térmicas es prácticamente nula. Este estudio pretende demostrar que el uso de energía solar de concentración en aplicaciones térmicas, como puede ser una red de climatización, es una opción viable a tener en cuenta que puede ser muy interesante según sea el escenario económico considerado.

El presente informe analiza la viabilidad técnica y económica de la integración de una instalación solar de concentración en una red de climatización, para lo cual se ha tomado como referencia una red en la provincia de Jaén. El análisis se realiza utilizando por un lado los datos teóricos de diseño de la red disponibles públicamente y por otro lado determinadas hipótesis en aquellos casos en los que los datos no eran conocidos. Así mismo, el análisis se realiza para la demanda teórica de diseño de la red y para una demanda inicial, correspondiente a una demanda teórica al inicio de explotación.

La red de climatización elegida como referencia es un sistema centralizado diseñado para abastecer la demanda de calor (ACS y calefacción) y de frío de edificios, mediante calderas de biomasa y máquinas de refrigeración por absorción. Se ha elegido esta red como referencia para la realización del estudio por su ubicación geográfica, dado que la disponibilidad de irradiación solar directa en Jaén es significativa, y porque existe la posibilidad de abastecer con energía solar las demandas de calor y frío simultáneamente.

El estudio de viabilidad incluye la realización de una serie de simulaciones dinámicas que permiten analizar el comportamiento de las diferentes instalaciones propuestas para su integración en la red. A los resultados obtenidos se les aplica unos criterios técnicos y económicos para la selección de la solución óptima. La metodología seguida permite optimizar el número de simulaciones a realizar, así como identificar aquellas soluciones que son técnica y económicamente viables.

## 1.2 Metodología

La metodología empleada consta de los siguientes pasos:

1. Estimación de dos demandas energéticas diferentes a abastecer; una demanda teórica de diseño a pleno rendimiento de la red de referencia, y una menor demanda inicial adaptada a las condiciones iniciales de funcionamiento. En ambos casos, el perfil de demanda se calcula y se define estableciendo una serie de hipótesis previas.
2. Selección de tres tecnologías solares de concentración diferentes y definición de los parámetros que las caracterizan. Para ello se determinan sus especificaciones



técnicas (dimensiones, rendimiento, caudal, etc.) como un valor medio y representativo de cada tecnología, calculado a partir de datos de equipos reales proporcionados por diversos fabricantes.

3. Diseño e implementación en un programa de simulación dinámica de la configuración hidráulica y del sistema de control de la central de generación de energía, compuesta por la instalación solar de concentración integrada en el sistema de generación existente a partir de biomasa.
4. Identificación y definición de las variables que influyen significativamente en el comportamiento energético de la instalación. Se asignan valores a dichas variables y se combinan las diferentes posibilidades, de manera que se obtienen 76 instalaciones diferentes, que constituyen los casos a simular. Se evalúa el rendimiento energético para cada uno de ellos, a través de la variación de la fracción solar obtenida y la producción energética solar por m<sup>2</sup>.
5. Determinación y aplicación de criterios de viabilidad técnica que permiten seleccionar qué instalaciones presentan mejor comportamiento energético:
  - Fracción solar anual mínima del **15%**. Se consideran las instalaciones cuya producción energética es significativa.
  - Se tienen en cuenta, para cada rango de superficie, solo aquellas instalaciones en las que incrementando el ratio de acumulación, el incremento de **fracción solar** sea de al menos un **15%**.
  - Se tienen en cuenta, para cada ratio de acumulación, aquellas instalaciones que incrementando su superficie no supongan una disminución del **ratio de producción** solar mayor al **20%**, medido éste con respecto al valor máximo de producción obtenido para cada ratio de acumulación.

Tras la evaluación de los resultados de las simulaciones, se identifican catorce instalaciones técnicamente viables, para cada perfil de demanda considerado.

6. Análisis económico de las instalaciones seleccionadas mediante el cálculo de los siguientes indicadores de rentabilidad: PR (Periodo de Retorno), TIR (Tasa Interna de Retorno), VAN (Valor Actual Neto) y LCoHC (Coste nivelado de la energía). Este análisis se lleva a cabo desde el punto de vista de dos tipos de inversores diferentes: usuario final y ESE.
7. Determinación y aplicación de los criterios de viabilidad económica que permiten la selección de la mejor solución para cada tecnología:
  - PR < 15 años
  - VAN > 0
  - TIR máxima
8. Análisis de las instalaciones seleccionadas bajo diferentes escenarios futuros económicos posibles (evolución de precios de la biomasa, existencia de ayudas y préstamos, etc.) y estudio de su impacto sobre los indicadores económicos.

### 1.3 Resultados

Las instalaciones que mejores resultados técnicos y económicos proporcionan de acuerdo con los criterios establecidos, y que por tanto se presentan como mejores soluciones, son:

- Bajo condiciones de demanda de diseño: una instalación de **2.000 m<sup>2</sup>** de colectores lineales de Fresnel (LFC) con un volumen de acumulación de **100 m<sup>3</sup>**. Su producción solar es de **891 kWh/m<sup>2</sup>·año** proporcionando una fracción solar del **34%**.
- Bajo condiciones de demanda inicial: una instalación de **363 m<sup>2</sup>** de colectores cilindro parabólicos (CCP) con un volumen de acumulación de **20 m<sup>3</sup>**. Su producción solar es de **963 kWh/m<sup>2</sup>·año** proporcionando una fracción solar del **40%**.

Para la ubicación del campo solar se ha propuesto una parcela contigua al edificio que alberga los equipos de generación de la red. A continuación se incluyen unas fichas descriptivas del emplazamiento propuesto y de las instalaciones seleccionadas.

Emplazamiento teórico de la instalación solar	
Localización de la red	Jaén
Demanda	Calor
	Frío
Tipo de Instalación	Suelo
Ubicación	Parcela de 120 x 85 m (10.200 m <sup>2</sup> )
Imagen	Google Earth



*Tabla 1: Información general sobre la ubicación propuesta para la instalación solar*

Los resultados económicos de las instalaciones seleccionadas se han calculado para ciertas hipótesis de partida (índice de precios de la biomasa, precio de venta del calor solar, etcétera) y en ausencia de financiación y subvenciones. Adicionalmente, se analizan estas instalaciones bajo otras hipótesis, obteniéndose resultados que mejoran notablemente los iniciales.

En el análisis económico se compara el coste de generación de la energía solar, incluyendo su inversión inicial y todos los costes de explotación, únicamente con el coste de combustible de biomasa. Esto debe ser así puesto que la instalación solar se incorpora a una instalación de generación de biomasa ya existente. No obstante, considerar la energía solar en la fase de diseño de una red podría suponer una disminución de la potencia de la instalación principal, de manera que la comparación del coste de generación solar no sería únicamente con el precio de la biomasa, sino con todos los costes evitados por dicha instalación solar.

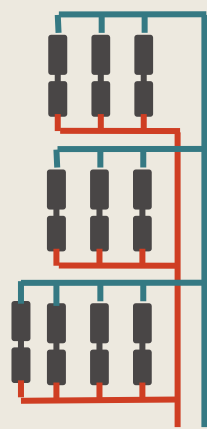
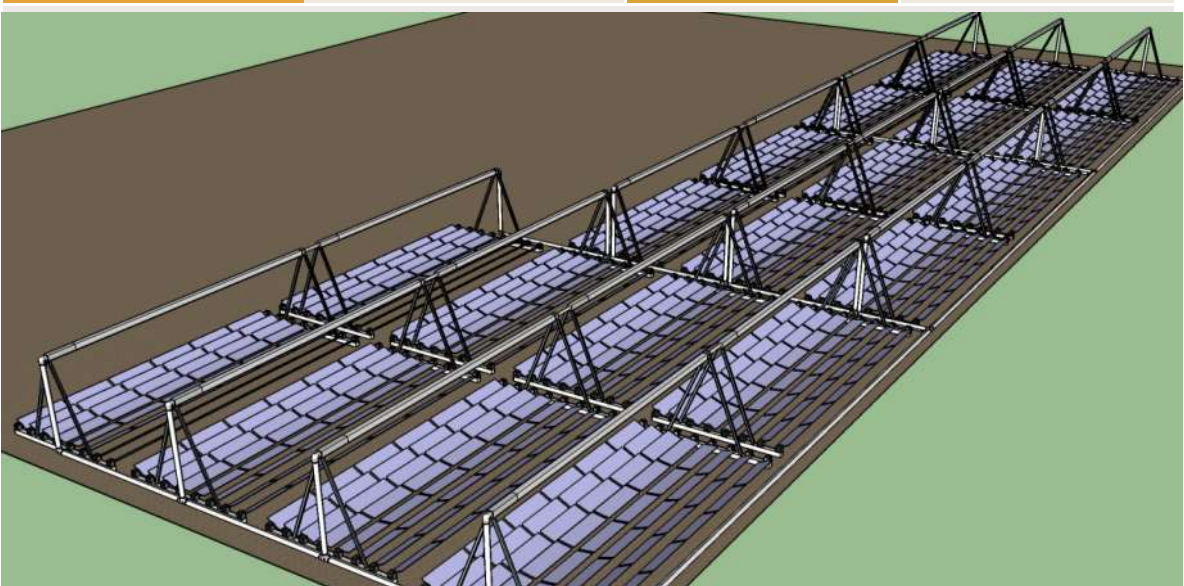
Instalación de colectores lineales de Fresnel – Demanda diseño			
Tipo de colector	Lineales de Fresnel		
Superficie Apertura	2.000 m <sup>2</sup>		
Superficie Terreno	3.600 m <sup>2</sup>		
Orientación	Norte-Sur		
Nº Captadores	20		
Nº captadores por batería	2		
Nº baterías	10		
Conexión a la red	Paralelo		
Conexión hidráulica	Horizontal		
Volumen acumulación	100 m <sup>3</sup>	Producción	1.782 MWh/año
Ratio Acumulación	50 l/m <sup>2</sup>	Producción por m <sup>2</sup>	891 kWh/m <sup>2</sup> año
Inversión Usuario	896.341€	Inversión ESE	746.951 €
Rentabilidad de la instalación			
Usuario		ESE	
Periodo de retorno	12 años	Periodo de retorno	11 años
TIR	6,7%	TIR	8,4%
VAN	258.817 €	VAN	372.384 €
LCoHC	53 €/MWh	LCoHC	41 €/MWh
			

Tabla 2: Ficha de la instalación propuesta de colectores lineales de Fresnel. Demanda diseño

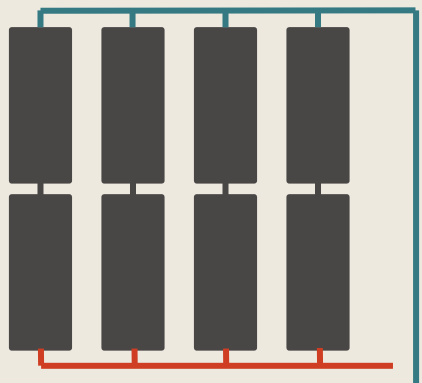

Instalación de colectores cilindro parabólico – Demanda Inicial			
Tipo de colector	Cilindro parabólico		
Superficie Apertura	363 m <sup>2</sup>		
Superficie Terreno	982 m <sup>2</sup>		
Orientación	Norte-Sur		
Nº Captadores	8		
Nº captadores por batería	2		
Nº baterías	4		
Conexión a la red	Paralelo		
Conexión hidráulica	Horizontal	Fracción Solar	40%
Volumen acumulación	20 m <sup>3</sup>	Producción	350 MWh/año
Ratio Acumulación	50 l/m <sup>2</sup>	Producción por m <sup>2</sup>	963 kWh/m <sup>2</sup> año
Inversión Usuario	199.561 €	Inversión ESE	166.301 €
Rentabilidad de la instalación			
Usuario		ESE	
Periodo de retorno	8 años	Periodo de retorno	7 años
TIR	12,3 %	TIR	14,5%
VAN	214.400 €	VAN	230.474 €
LCoHC	66 €/MWh	LCoHC	51 €/MWh
			

Tabla 3: Ficha de la instalación propuesta de colectores cilindro parabólicos. Demanda inicial.

# 2 Planteamiento

## 2.1 Antecedentes

Actualmente en España, acorde con el censo realizado por la Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frío (ADHAC), existen aproximadamente 270 redes de climatización que suman una potencia total instalada de 1.139 MW conjunta de calor y frío. De las instalaciones urbanas de calefacción y refrigeración existentes, aproximadamente un 30% utiliza energías renovables (principalmente biomasa) y solo una de ellas incorpora energía solar. La escasa presencia de la energía solar en el mix de generación térmica que abastece las mencionadas redes es un dato que sorprende dado el alto potencial de irradiación solar existente en el territorio nacional. La incorporación de energía solar térmica como fuente de generación de calor es una interesante alternativa a considerar que hasta la fecha ha sido desaprovechada. Sin embargo, en otros países del norte de Europa destaca la alta penetración de esta tecnología en redes de climatización, que en ocasiones alcanzan altos porcentajes de producción mediante energía solar.

Los resultados del anterior estudio realizado por el IDAE “Análisis de potencial y oportunidades de integración de energía solar térmica en redes de calor”<sup>1</sup> en el que se analiza la viabilidad técnica y económica de incorporación de energía solar térmica a las redes del barrio 22@ (DISTRICLIMA) y de La Marina (ECOENERGIES) de Barcelona, demuestran la viabilidad de la incorporación de instalaciones solares térmicas para dos de las configuraciones seleccionadas en la red de La Marina.

Los mejores resultados obtenidos los proporciona una instalación solar térmica de concentración de **1.600 m<sup>2</sup>** con captadores lineales de Fresnel que, para la red de La Marina, ofrecía una interesante rentabilidad del **10%** a 15 años para dar una fracción solar del **26%**.

Esta aparente situación de estancamiento en cuanto al uso de energía solar térmica en redes de climatización, sin embargo, podría cambiar en no muy largo plazo ya que existe la voluntad por parte de la Comisión Europea de fomentar el incremento del uso de redes de climatización y la incorporación de energías renovables en éstas en los años venideros.

La Directiva Europea **2009/28/CE**, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece la necesidad de tener en cuenta las redes de transporte de calor y frío en los procedimientos administrativos de concesión de licencias de construcción y explotación y la Directiva **2010/31/CE**, relativa a la eficiencia energética en edificios, establece que a la hora de planificar, diseñar, construir y renovar zonas industriales o residenciales, se recomendará a todos los agentes velar por que se consideren y se tengan en cuenta la viabilidad técnica, medioambiental y económica de

---

<sup>1</sup> Estudio IDAE: “Análisis de potencial y oportunidades de integración de energía solar térmica en redes de calor. Las grandes redes de Barcelona. 2015  
<http://www.idae.es/index.php/id.311/recategoria.3845/mod.noticias/mem.detalle>”

instalaciones de calefacción y/o refrigeración urbana o central, en particular si se basan total o parcialmente en energía procedente de fuentes renovables.

Adicionalmente, la Directiva **2012/27/CE**, relativa a la eficiencia energética, establece que los Estados miembros deberán adoptar políticas que fomenten que se considere debidamente a escala local y regional el potencial de uso de sistemas de calefacción y refrigeración eficientes. Éstos deberán, a su vez, realizar una evaluación completa del potencial de uso de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes. Este análisis debe incluir propuestas de desarrollo de infraestructuras urbanas de calefacción y refrigeración eficientes capaces de irse adaptando a la evolución de la cogeneración de alta eficiencia, el uso de calefacción y refrigeración a partir de calor residual, y al uso de las fuentes de energía renovables.

En España se han articulado diferentes líneas de ayudas que permiten la financiación de este tipo de proyectos. A través de ellas se han podido financiar recientemente la ejecución de algunas redes de climatización con energías renovables.

## 2.2 Contexto

### 2.2.1 Redes de climatización solares en Europa

En Europa existe un gran número de instalaciones solares de gran tamaño que abastecen con energía solar a redes de calefacción urbana, siendo la de mayor superficie la instalación solar de Vojens, Dinamarca, que consta de 70.000 m<sup>2</sup>.

Dentro del marco del proyecto europeo Solar District Heating (SDH) del programa Energía Inteligente para Europa (IEE), se está realizando un inventario<sup>2</sup> de las mayores instalaciones solares de Europa donde se incluyen las mayores redes de calefacción urbana (District Heating) con energía solar. En toda Europa se han inventariado 144 instalaciones de las cuales solo un 1% se encuentra en España. No obstante, este inventario no es exhaustivo ya que existen varias instalaciones solares de gran tamaño que no están incluidas en él. Algunas de estas instalaciones son:

Planta	Localización	Operación	Área Apertura (m <sup>2</sup> )	Capacidad (kW <sub>th</sub> )
Vojens	Vojens, Denmark	2012 - extensión 2014	70.000	49.000
Dronninglund	Dronninglund, Denmark	2014	37.573	26.300
Marstal	Marstal, Denmark	1996	33.300	23.300
Ringkøbing	Ringkøbing, Denmark	2010 - extensión 2014	30.000	21.000

<sup>2</sup> <http://www.solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx>

Planta	Localización	Operación	Área Apertura (m <sup>2</sup> )	Capacidad (kW <sub>th</sub> )
Vildbjerg	Vildbjerg, Denmark	2014	21.244	14.900
Nykøbing Sjælland	Nykøbing Sjælland, Denmark	2014	19.925	13.900
Helsingø	Helsingø, Denmark	2012 - extensión 2014	19.588	13.700
Gråsten	Gråsten, Denmark	2012	19.017	13.312
Braedstrup	Braedstrup, Denmark	2007	18.612	13.027
Tarm	Tarm, Denmark	2013	18.585	13.010
Løgstør	Løgstør, Denmark	2014	15.500	10.900
Oksbøl	Oksbøl, Denmark	2010	14.745	10.000
Jægerspris	Jægerspris, Denmark	2010	13.300	9.310
Akershus	Akershus, Norway	2013	12.581	8.807
Sydlangeland	Sydlangeland, Denmark	2013	12.512	8.758
Grenaa	Grenaa, Denmark	2014	12.096	8.500
Veggerløse	Veggerløse, Denmark	2011	12.075	8.500
Hvidebæk	Hvidebæk, Denmark	2013	12.000	8.400
Sæby	Sæby, Denmark	2011	11.921	8300
Toftlund	Toftlund, Denmark	2013	11.000	7.700
Gram	Gram, Denmark	2009	10.073	7.051
Svebølle-Viskinge	Svebølle-Viskinge, Denmark	2011 - extensión 2014	10.024	7.000
Kungälv	Kungälv, Sweden	2000	10.000	7.000

Tabla 4: Mayores plantas solares de Europa en redes de calefacción. (Fuente: Inventario del proyecto SDH)

Las redes de climatización europeas se distribuyen principalmente por el norte y centro de Europa por lo que suelen abastecer principalmente demandas de calor, siendo la demanda de refrigeración nula o mucho menor. Por este motivo, las redes que incorporan instalaciones de energía solar suelen disponer de sistemas de almacenamiento estacional que permiten el uso en invierno de la energía excedentaria generada en verano.

Resulta sorprendente que en zonas de tan baja irradiación solar, como Dinamarca o Suecia, donde la irradiación recibida sobre el plano horizontal oscila entre los 2,5 y 3 kWh/m<sup>2</sup>·día, sea viable este tipo de proyectos que además utilizan tecnología de captador plano. Esto se puede explicar por las bajas temperaturas de operación de este tipo de redes que favorecen el aprovechamiento del recurso solar, por las grandes superficies de terreno disponibles para este tipo de instalaciones (debido a la baja intensidad de población) y por las estables condiciones climáticas que presentan estos países, donde las temperaturas son bastante homogéneas a lo largo de todo el año. Además, existen muchas redes pequeñas cuyos propietarios son los propios usuarios de la red, quienes persiguen la mejor solución económica y medioambiental.

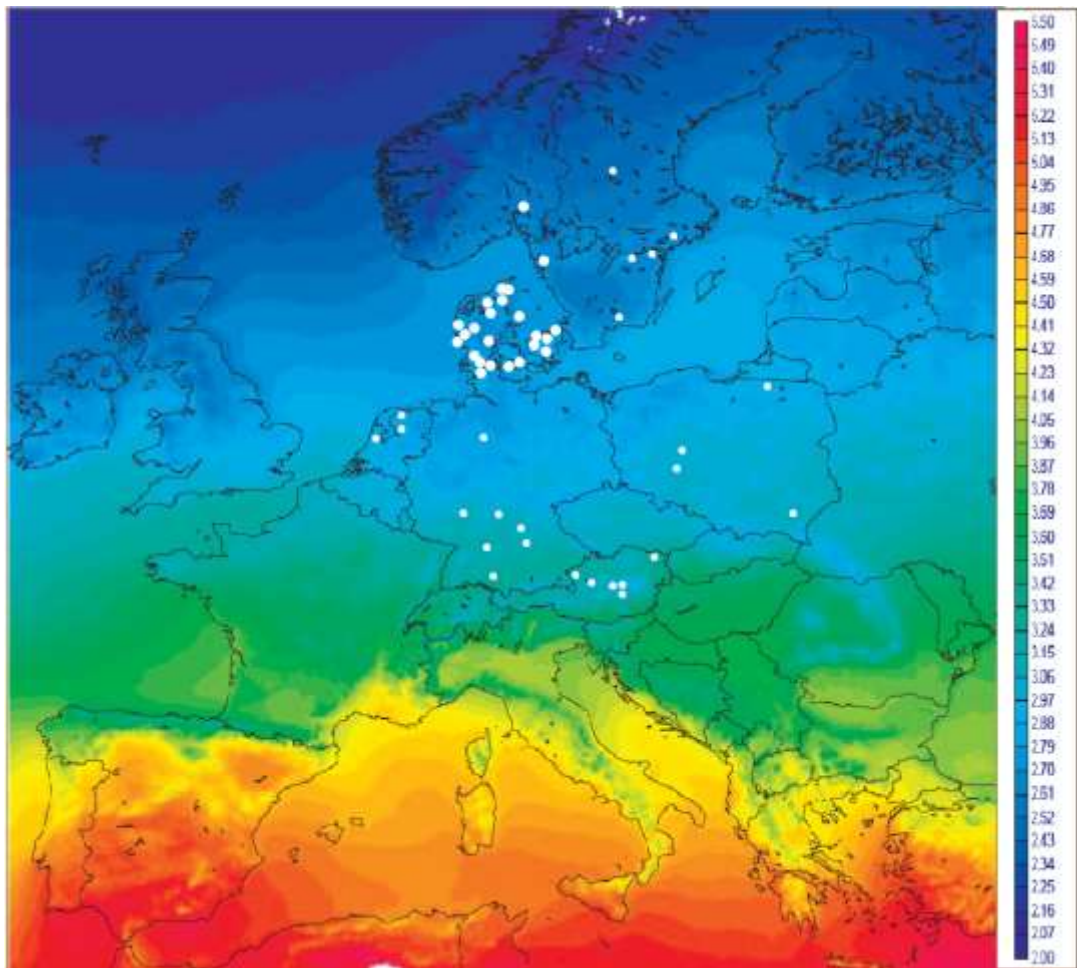


Figura 1: Mapa de la irradiación global media de Europa (kWh/m<sup>2</sup>·día) en el que se han representado de forma esquemática las mayores redes de calefacción con energía solar según el inventario de SDH. (Fuente: Altas radiación AEMET)



Sin embargo, los datos de irradiación para España no pueden ser más propicios, ya que éstos llegan casi a duplicar los valores de las regiones de menor irradiación de Europa. España es el país que recibe más irradiación solar de toda Europa, oscilando los valores de irradiación global media en la mitad inferior de la península entre los 4,5 y los 5,5 kWh/m<sup>2</sup>-día.

En la Figura 2, procedente del Atlas de Radiación Solar de España publicado por AEMET en 2012, se pueden comparar valores de la irradiancia global media de diferentes capitales de Europa. Concretamente Madrid dispone del valor de irradiancia directa más alto de Europa, por encima incluso de capitales como Atenas, Lisboa y Roma, y tiene un valor 2,7 veces mayor que la irradiación de Copenhague.

La irradiación solar directa es la que se aprovecha en los sistemas de concentración solar, que son los más apropiados para instalaciones solares en redes de calefacción y climatización.

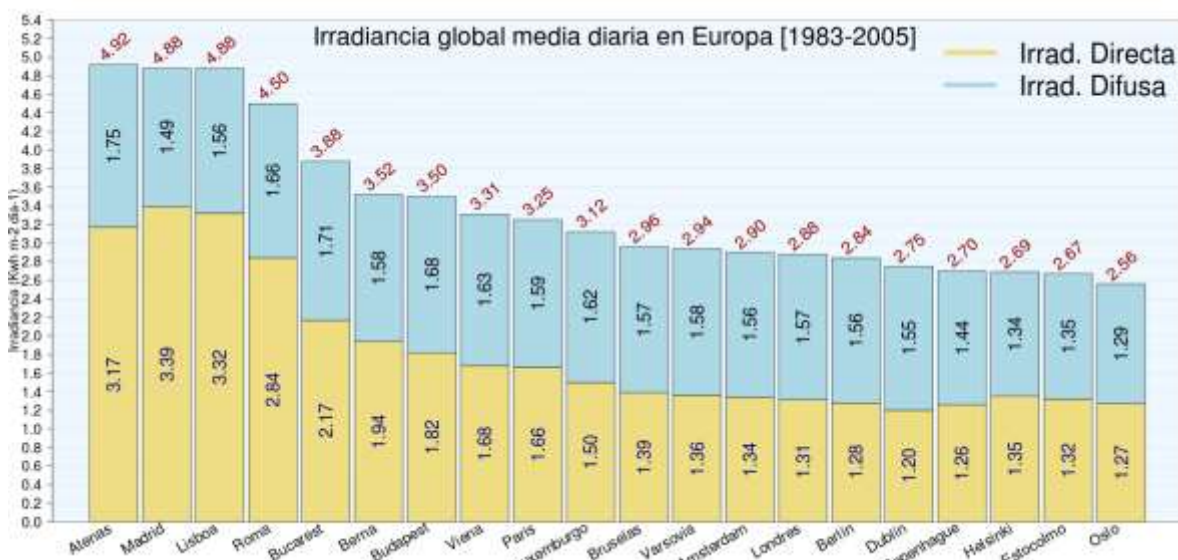


Figura 2: Irradiancia global media en Europa (1983-2005). (Fuente: Atlas radiación AEMET)

### 2.2.2 Redes de climatización en España

Según el inventario de redes de climatización mencionado anteriormente realizado por ADHAC, existen 270 redes localizadas, de las que 267 están censadas y presentan la siguiente distribución de potencia en función del tipo de demanda abastecida.

	Número de redes	% número de redes	MW instalados	% MW instalados
Frío	3	1	6,9	1
Calor	220	89	418,6	37
Calor y Frío	24	10	713,5	62
<b>Total</b>	<b>267</b>	<b>100</b>	<b>1.139</b>	<b>100</b>

Tabla 5: Distribución de potencias de redes de climatización en función de su aplicación. (Fuente: ADHAC)

La mayor potencia instalada abastece demandas de calor y frío, llegando a un 62% del total de potencia instalada.

En los siguientes gráficos se representa la distribución geográfica de las redes de climatización en España. En el mapa de la izquierda se muestra el porcentaje sobre el número total de redes existentes y en el mapa de la derecha, el porcentaje sobre la potencia instalada.

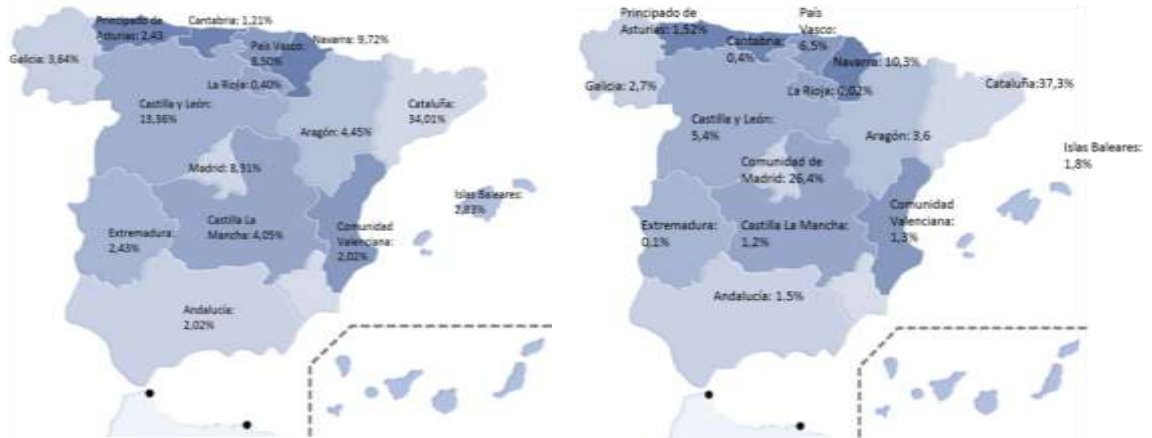


Figura 3: Distribución geográfica de las redes de climatización en España. Izquierda: % número total de redes. Derecha: % potencia instalada. (Fuente: ADHAC)

La clasificación conforme a la fuente energética de suministro muestra que la mayor parte de la potencia de las redes es abastecida mediante gas natural, seguido por energías renovables, que en este caso se circunscribe casi exclusivamente a la producción de calor mediante biomasa.

	Número	% Potencia instalada
Renovables	174	29,05
Electricidad	3	19,22
Gas Natural	34	48,86
Gasoil	11	2,87
Otras	25	-
<b>Total</b>	<b>247</b>	<b>100</b>

Tabla 6: Distribución de redes por fuentes energéticas de suministro. (Fuente: ADHAC)

La única red urbana de calefacción y refrigeración existente que incorpora energía solar en España es la red de climatización del Parque Balear de Innovación Tecnológica ParcBIT. Esta red está alimentada por una planta de trigeneración que proporciona electricidad, agua caliente y fría al parque tecnológico y a 5 edificios de la Universidad de las Islas Baleares (UIB). El agua caliente se genera en dos motores de cogeneración de 1.460 kW<sub>e</sub> y 1.115 kW<sub>th</sub> cada uno, con el apoyo de una caldera de biomasa de

1.000 kW<sub>th</sub>, una instalación solar de captador plano de 900 m<sup>2</sup> y una caldera de fuel de 2.000 kW<sub>th</sub>. El agua caliente se distribuye por la red del distrito para satisfacer la demanda de agua caliente y también alimenta a las máquinas de absorción (de 432 kW<sub>th</sub> y 1.318 kW<sub>th</sub>) para la generación de agua fría.

El campus de la UIB está situado en un entorno rural entre los núcleos habitados de Son Espanyol y La Garriga y ocupa casi 100 hectáreas. Actualmente hay más de 14.000 estudiantes y unos 1.000 profesores y personal administrativo. En el campus hay dos edificios con demanda de frío y calor (Gaspar Melchor de Jovellanos, 21.000 m<sup>2</sup> y Guillem Cifre, 15.000 m<sup>2</sup>) y otros dos edificios que solamente demandan calor para agua caliente sanitaria (ACS), climatización y para la piscina climatizada (Campus Esport y Residencia de Estudiantes).



Figura 4: Fotografías de la red de climatización ParcBit. (Fuente: SAMPOL)

### 2.2.3 Redes de climatización solares en España - Casos de estudio Proyecto SDH – IEE

Es interesante mencionar que dentro del proyecto europeo SDH (Solar District Heating) del programa IEE mencionado anteriormente, se han realizado tres casos de estudio (Case studies) que demuestran la viabilidad de incorporación de energía solar a redes de

calefacción y refrigeración españolas existentes. Este tipo de estudios no son solo propuestas que pueden llegar a ser ejecutadas realmente sino que además pueden servir como ejemplos demostrativos de buenas prácticas para otras redes existentes o potenciales en España.

### Caso de estudio 1: Ciudad de Torrelago, Valladolid

En este caso de estudio se propone una mejora del sistema de generación de la red existente combinando calderas de biomasa con calderas de apoyo de gas natural con energía solar térmica para suministrar calor a una zona residencial con una demanda de 9.590 MWh (calefacción y ACS). Cada subestación (19 en total) dispone de un intercambiador de calor para cubrir la demanda de calefacción y un pequeño depósito de inercia que almacena la energía necesaria para satisfacer la demanda de agua caliente sanitaria.

A cada una de estas subestaciones se incorporaría una instalación de energía solar térmica de entre 150 m<sup>2</sup> y 400 m<sup>2</sup> con su correspondiente acumulación solar, que daría servicio a los edificios de manera distribuida. Los resultados de este estudio muestran que con una instalación de energía solar térmica conjunta de 4.400 m<sup>2</sup> se cubriría el 33% de la demanda total, siendo el volumen de acumulación total de 110 m<sup>3</sup> y la inversión de la instalación solar de 1,3 M€.

**Demanda Total de Calor MWh**

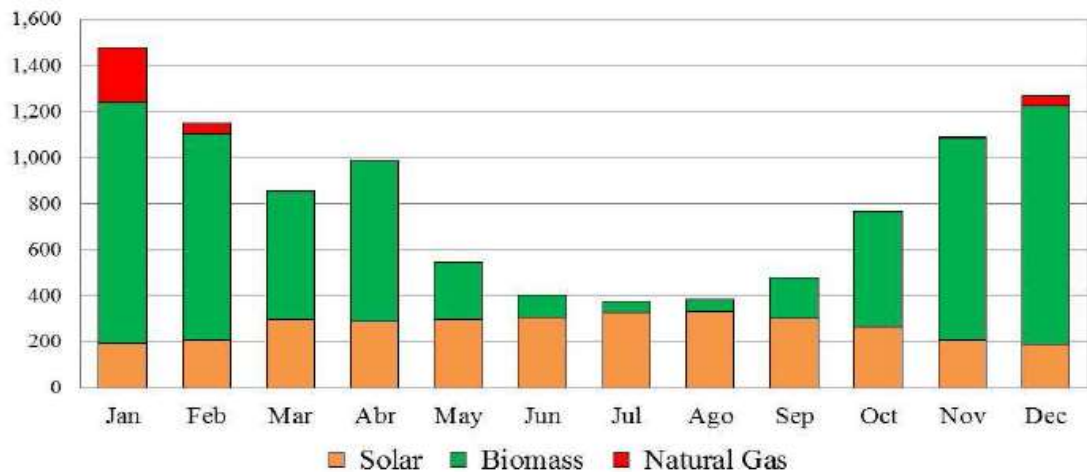


Figura 5: Demanda energética y aporte de energía solar a la red de Torrelago. (Fuente: SDHC-IEE)

Según se aprecia en el gráfico, la demanda de calor es mucho mayor durante los meses de invierno que durante los meses de verano, aproximadamente el doble. Los altos valores de demanda durante los meses de invierno se deben a las necesidades de calefacción correspondientes a la zona climática donde se encuentran los edificios abastecidos por la red. En este caso, Valladolid se encuentra situado en una zona de alta severidad climática de invierno (Zona D2).

Durante los meses de verano la demanda de calor correspondería únicamente a las necesidades de ACS, que se mantendrían más o menos constantes a lo largo de todo el año, ya que solo dependen de las variaciones de la temperatura de suministro de agua fría de red que no presenta desviaciones tan elevadas a lo largo de todos los meses del año.

En este caso de estudio se ha previsto que la energía solar cubra una importante fracción de la demanda base de la red, es decir, aquella que se mantiene constante a lo largo de todo el año y que se correspondería con la demanda de ACS. La cobertura solar a alcanzar se ha determinado de manera que no existan excedentes de producción energética en verano. La fracción solar alcanzada sobre la demanda anual de ACS de la red sería del 68%.

### Caso de estudio 2: Río Vena, Burgos

Este caso de estudio se centra en una zona residencial en el centro de la ciudad donde la red de calefacción urbana suministra calor y agua caliente sanitaria mediante calderas de gas natural apoyadas por un equipo de cogeneración que abastece de electricidad a la totalidad de la instalación.

En el estudio se analiza la posibilidad de realizar una combinación de gas natural con energía solar térmica para abastecer la demanda de calor y ACS de esta zona. La demanda anual es de 5.099 MWh. Cada edificio consta de su propia subestación (23 en total) y de un depósito de inercia de 3.000 litros para el suministro de ACS.

El estudio concluye que con un conjunto de instalaciones solares distribuidas de pequeño tamaño de entre 50 y 75 m<sup>2</sup>, sumando un total de 1.550 m<sup>2</sup>, y con un volumen total de acumulación de 42.500 litros (ratio de acumulación de 27,4 l/m<sup>2</sup>) se puede cubrir el 73% de la demanda de ACS y el 14% de la demanda total de calor de la red urbana, siendo la inversión estimada alrededor de 730.000 €.

En la gráfica inferior derecha se muestra el perfil de cobertura solar de la demanda mensual de ACS (en amarillo). Durante los meses de verano prácticamente el 100% de la demanda está cubierto por la instalación solar y un porcentaje muy alto en los meses de invierno. La gráfica de la izquierda muestra de forma mensual qué porcentaje de la demanda total de la red (ACS y calefacción) es cubierta por cada fuente de energía.

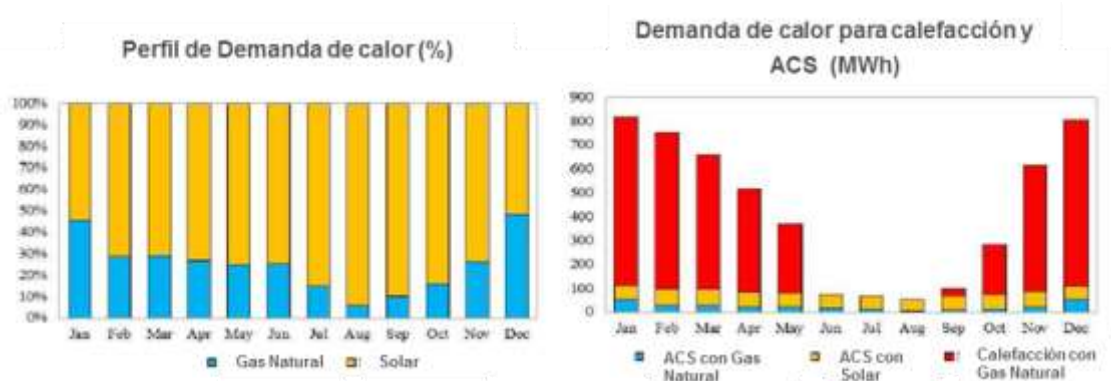


Figura 6: Demanda energética y aporte de energía solar a la red de Río Vena. (SDHC-IEE)

### Caso de estudio 3: Río Vena, Burgos - Variante

El tercer caso de estudio consiste en una variante realizada sobre la anterior red de Río Vena analizada en el caso de estudio 2. Esta alternativa plantea la posibilidad de conectar una instalación solar térmica a la red de calefacción empleando esta vez acumulación estacional. En este caso, la instalación propuesta consta de una superficie de captación de 6.595 m<sup>2</sup> y un volumen de acumulación de 19.785 m<sup>3</sup> (ratio de acumulación de 3 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>) para alcanzar una fracción solar del 60%. La inversión necesaria para realizar esta instalación se estima en unos 4,34 M€ correspondiendo un 33% al coste de los colectores, un 47% al sistema de acumulación y un 20% a otros sistemas indirectos. Como se puede apreciar, la incorporación de acumulación estacional desvía el porcentaje típicamente más alto de intensidad de coste correspondiente al campo de captación, que se suele situar en torno al 30 o 40%, hacia el sistema de acumulación estacional, que pasaría a ser la partida más cara.

En la Figura 7 se muestra la demanda total de calor del sistema y cómo es abastecida por los diferentes sistemas de generación. Se representa la energía solar térmica producida (línea naranja), la energía solar térmica utilizada directamente para abastecer la demanda (barras rojas), la energía solar excedentaria almacenada (barras verde claro), la energía solar descargada desde la acumulación estacional (barras verde oscuro), la energía aportada por el sistema convencional de gas natural (barras moradas) y la temperatura del acumulación estacional (línea azul).

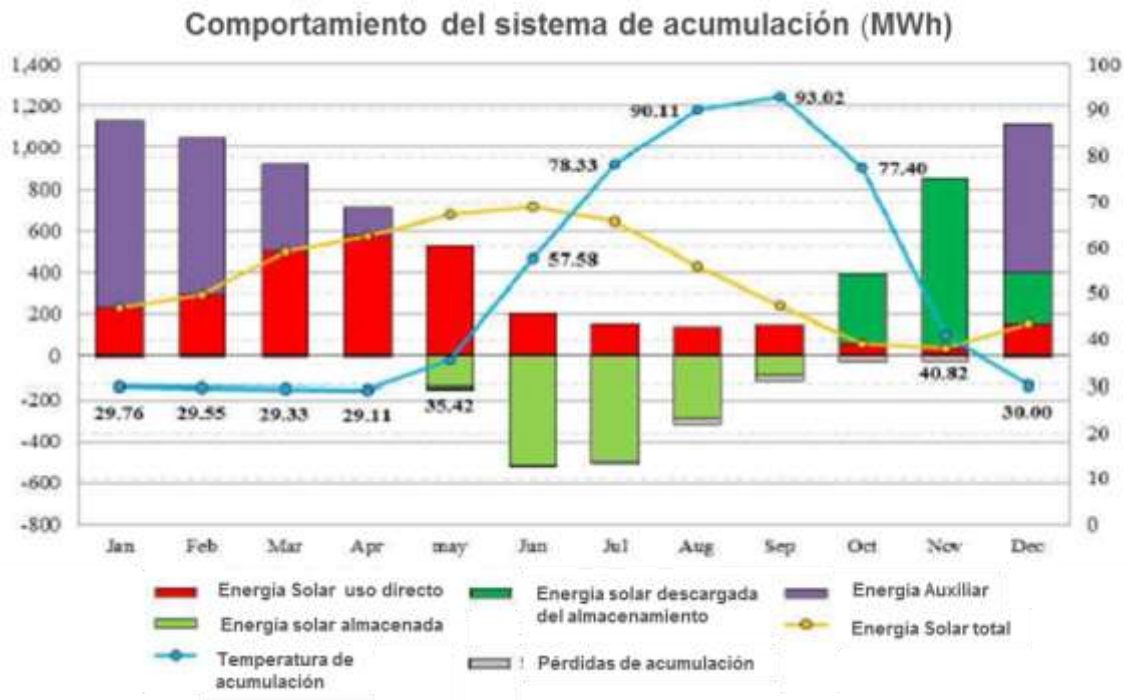


Figura 7: Rendimiento energético del sistema de acumulación (MWh). (Fuente: SDHC-IEE)

Durante el verano, la demanda de calor es muy baja comparada con la energía producida en los colectores solares ya que ésta corresponde únicamente a la demanda de ACS. Por

ello el excedente de energía solar es almacenado para su aprovechamiento posterior durante los meses de invierno.

Después del verano, cuando la demanda de calor aumenta y los colectores solares no son capaces de cubrirla en su totalidad, una parte de ésta se cubrirá gracias al sistema de acumulación (barras verde oscuro). Si la demanda sigue aumentando y no puede ser cubierta mediante la energía acumulada en el sistema de acumulación, se utilizarán las calderas auxiliares (barra morada).

Por otro lado, la línea azul muestra la evolución de la temperatura del agua almacenada durante todo el año. Se aprecia cómo la temperatura de la acumulación aumenta a partir del mes de abril, coincidiendo con el exceso de producción de energía solar, desde una temperatura de aproximadamente 30 °C hasta alcanzar su máximo valor al final de septiembre (93 °C). A partir de ese momento la temperatura de la acumulación decrece conforme aumenta la demanda de calefacción.

### 2.2.4 Redes de climatización con colectores solares de concentración en el mundo

Existen pocos ejemplos a nivel internacional de redes de climatización que empleen colectores solares de concentración. Dentro del marco del presente estudio solo se ha identificado un total de tres redes, las cuales emplean colectores cilindro parabólicos y están ubicadas en Europa.

La superficie total instalada de colectores solares en estas redes es de aproximadamente 7.700 m<sup>2</sup>.

Empresa	Ubicación	Tecnología	Potencia nominal (kWth)	Producción (MWh/a)	Ubicación campo solar	Superficie (m <sup>2</sup> )
Aalborg CSP y Arcon Solar	Tårs, Dinamarca	CCP		6.082	Suelo	4.039
		CP				5.072
Soltigua / Forli Città Solare	Forli, Italia	CCP	>1.400	1.300	Suelo	2.800
Aalborg CSP	Thisted, Denmark	CCP	500	500	Suelo	830

**Leyenda:** CCP: Colector cilindro parabólico; CP: Captador plano.

Tabla 7: Redes de climatización con colectores solares de concentración. (Fuente: IDAE)

A continuación se analizan estos ejemplos de redes de climatización solar para ofrecer una visión de las soluciones tecnológicas adoptadas en cada una de ellas.

#### Red de Tårs, Dinamarca

La instalación de mayor tamaño se está ejecutando en Tårs, Dinamarca. Es una instalación que combina las tecnologías solares de captador plano (5.972 m<sup>2</sup>) y captador de concentración cilindro parabólico (4.039 m<sup>2</sup>). En esta configuración, los captadores

solares planos precalientan el agua de retorno de la red desde 40 °C hasta 60 ó 70 °C. Posteriormente los captadores cilindro parabólicos aumentan la temperatura hasta los 98 °C, temperatura de impulsión de la red. La fracción solar es del 31%, aportando 6.082 MWh al año que suponen un ratio de producción de 600 kWh/m<sup>2</sup>.

La instalación no dispone de acumulación estacional pero dispone de dos depósitos de acumulación de 1.100 m<sup>3</sup> cada uno ya existentes. Al no disponer de almacenamiento estacional, la instalación está sobredimensionada para la demanda de verano, que es únicamente agua caliente. Por ello se ha aumentado la inclinación de los colectores planos para favorecer su uso en primavera y en otoño en detrimento de los meses de verano. El sistema de generación convencional consta de calderas de gas de condensación. La instalación solar podría suponer un ahorro en el precio de la energía suministrada a los usuarios de más del 50%, pasando de los 0,079 €/kWh correspondientes a los costes actuales a un coste de 0,030 €/kWh, resultado de incorporar la energía solar.



Figura 8: Red de Tårs, Dinamarca. (Fuente: Aalborg CSP<sup>3</sup>)

### Red de Forli, Italia

La instalación está formada por colectores solares cilindro parabólicos marca SOLTIGUA y alcanza una superficie de 2.800 m<sup>2</sup> destinados a la producción de calor y frío mediante máquinas de absorción donde no se ha dispuesto de sistema de acumulación. La instalación produce energía térmica a 175 °C de temperatura, utilizada por la red de calefacción y por diferentes industrias de los alrededores. La red trabaja a una temperatura de impulsión de 140 °C y retorna a 110 °C. La producción es de unos 1.300 MWh al año que suponen un ratio de producción de 465 kWh/m<sup>2</sup>.

<sup>3</sup> <http://prod.aalborgcsp.combineservices.dk/161/>



La inversión ha sido de 2,5 M€, financiada al 50% por fondos FEDER 2007-2013, y se espera un periodo de retorno de 11 años. La instalación se ejecutó en tres meses.

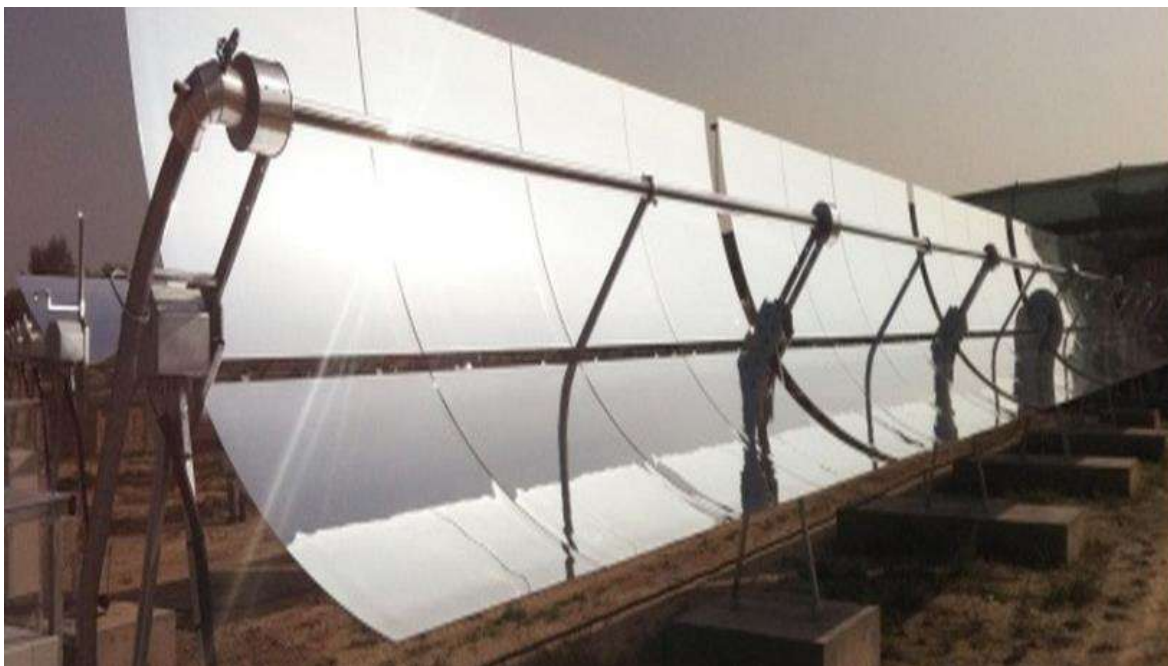


Figura 9: Forlì. (Fuente: QualEnergia.it – Rinnovabili)

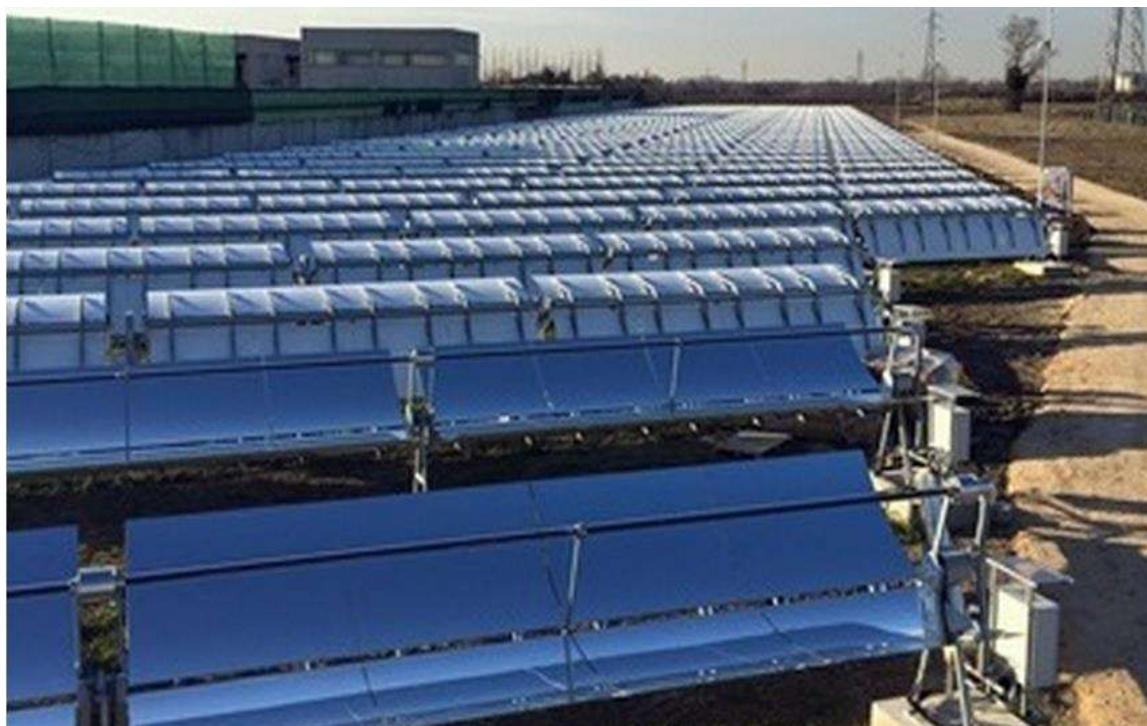


Figura 10: Forlì. (Fuente: QualEnergia.it – Rinnovabili)

### Red de Thisted, Dinamarca

La instalación solar ubicada en la red de calefacción de Thisted, Dinamarca, fue construida en 2012 y se compone de colectores cilindro parabólicos que suponen una superficie de captación de 830 m<sup>2</sup> y una potencia de 500 kW destinados a la producción de agua caliente. La instalación produce energía térmica a una temperatura de 140 °C, trabajando la red a una temperatura de entre 80 y 95 °C. La producción anual de energía asciende a 500 MWh, que supone un ratio de 602 kWh/m<sup>2</sup>.

Se emplea agua como fluido caloportador a una presión de 12 bar.



Figura 11: Red de Thisted. (Fuente: Solarthermalworld)

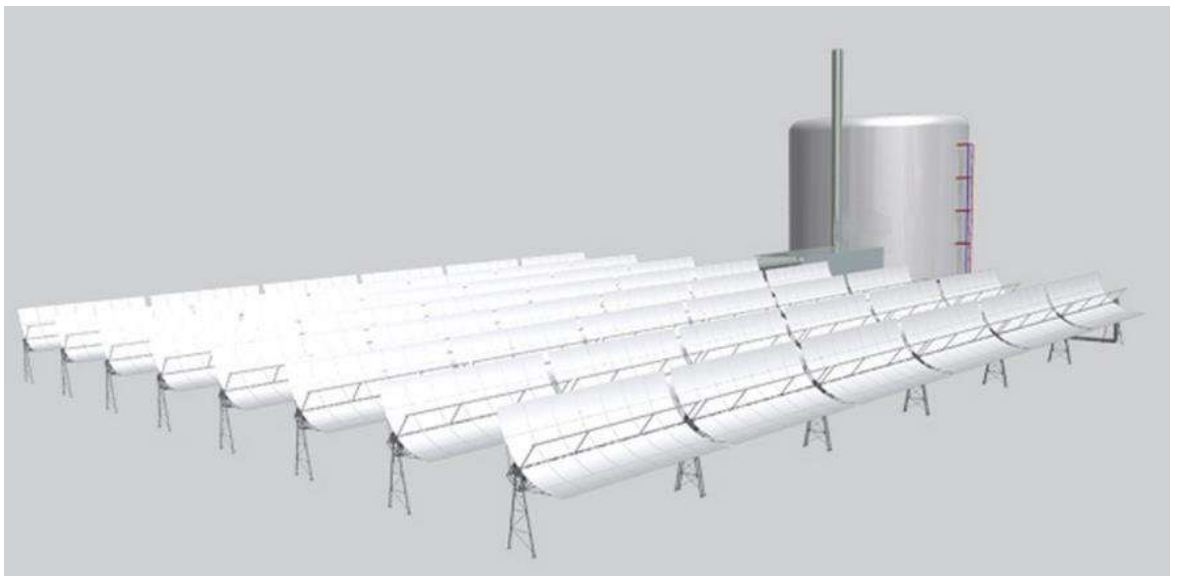


Figura 12: Red de Thisted. (Fuente: Aalborg CSP<sup>4</sup>)

<sup>4</sup> <http://prod.aalborgcsp.combineservices.dk/167/>

## 2.2.5 Otros ejemplos de grandes instalaciones de concentración

### Planta de colectores de Fresnel en Jordania para la producción de vapor

El 17 de mayo del 2015 fue inaugurada la primera gran instalación de generación de vapor mediante energía solar para procesos industriales en Jordania. La planta de colectores solares se ha instalado en el tejado de la farmacéutica Ram Pharma, a 15 km de Amman, la capital de Jordania.

Los colectores de concentración Fresnel fabricados por la empresa Industrial Solar (Alemania) producen vapor a 160 °C, temperatura que la planta necesita para los procesos de esterilización, secado y fermentado. Con esta instalación se ahorra un 30% del consumo de diésel anual de Ram Pharma.

La instalación solar está formada por 18 colectores de Fresnel LF-11 con una apertura total de 396 m<sup>2</sup> y una potencia máxima de 223 kW<sub>th</sub>. La previsión de la producción anual es de 860 kWh/m<sup>2</sup>.

Se desconoce el coste de la instalación solar, pero su periodo de retorno es de 7 años según el artículo publicado en Solarthermalworld: “Jordan: Fresnel Collectors Supply 160 °C Steam to Pharmaceuticals Producer Ram Pharma”<sup>5</sup>



Figura 13: Red de Jordania. (Fuente: Solarthermalworld)

### Climatización de Qatar

La instalación de colectores de Fresnel de Qatar se puso en marcha en 2010 y consta de 1.400 m<sup>2</sup> de superficie que producen frío mediante máquinas de absorción de doble efecto para climatizar un estadio de fútbol. La instalación dispone de un depósito de

<sup>5</sup> <http://www.solarthermalworld.org/content/jordan-fresnel-collectors-supply-160-degc-steam-pharmaceuticals-producer-ram-pharma>

almacenamiento de frío bajo el estadio para poder ser usado por la tarde, y genera energía térmica a 200 °C mediante agua a 16 bar.



Figura 14: Instalación de Qatar. (Fuente: Solarthermalworld<sup>6</sup>)

### Red de Johannesburgo, Sudáfrica

La instalación emplea colectores lineales de Fresnel ubicados en la cubierta de las oficinas centrales de la empresa MTN. Tiene una superficie de 484 m<sup>2</sup> y una potencia de 275 kW<sub>th</sub> (0,56 kW/m<sup>2</sup>) que alimenta a máquinas de absorción de doble efecto de 330 kW que a su vez suministran frío a la sala de servidores de las oficinas. La instalación se compone de dos colectores con absorbedor SCHOTT PTR70 y producen una energía de 391 MWh al año que supone un ratio de producción de 807 kWh/m<sup>2</sup>. La instalación opera a una temperatura de 185 °C.

<sup>6</sup> <http://www.solarthermalworld.org/content/fifa-world-cup-2022-solar-cooled-500-seat-showcase-stadium-qatar>



Figura 15: Red de Johannesburgo. (Fuente: CSP-World<sup>7</sup>)

### 2.2.6 Instalaciones con colectores solares de concentración para procesos industriales y climatización en España

Hasta la fecha, ni en España ni en Europa existe un inventario exhaustivo de instalaciones solares de concentración para usos térmicos, independientemente de cuál sea su aplicación, aunque dentro del marco de las actuaciones que se están desarrollando en la Task 49<sup>8</sup> del programa Solar Heating and Cooling de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency) se han podido identificar algunas instalaciones de concentración solar para aplicaciones industriales.

La falta de información y de casos prácticos hace pensar que su penetración en el mercado ha sido escasa. En España se han contabilizado menos de diez instalaciones solares de concentración solar para usos térmicos, todas para procesos industriales o para climatización de edificios.

Al igual que ocurre con las redes de climatización solares descritas anteriormente, sorprende el escaso desarrollo que ha tenido la tecnología solar de concentración para aplicaciones térmicas en España a pesar de que la irradiación directa en España triplica la de países como Dinamarca como se ha comentado anteriormente.

<sup>7</sup> <http://www.csp-world.com/news/20140710/001346/csp-cooling-system-commissioned-johannesburg-south-africa>

<sup>8</sup> <http://task49.iea-shc.org/>

Nombre y localización	Proceso	Tª Salida (°C)	Fabricante colector	Área (m²)	Operación
MEDICOOL, Santomera, Murcia.	Frío solar para máquinas de almacenamiento		SRB (UHV)	3.600	2014
Mafrica, Sant Joan de Vilatorrada	Calor y frío para procesos industriales	120	AIRA Termosolar (LFC)	2.466	2012
RNB Cosméticos, Valencia	Climatización	100	SRB (UHVC)	650	2012
ESI, Sevilla	Climatización	180	Industrial Solar (LFC)	352	2007
Abengoa headquarters, Sevilla	Climatización		ASI (CCP)	187	
Grasas del Guadalquivir, Córdoba	Pre calentamiento y agua de limpieza	130	INERSUR (LFC)	128	2014
Instituto del corcho, Mérida	Cocina	120	TSC (FMCL)	44	2013
Agroturismo de Mallorca	Spa y ACS	100	TSC (FMCL)	44	2010
Universidad de las Islas Baleares	Climatización (calefacción y frío solar)	80	TSC (FMCL)	29	2008

**Leyenda:** LFC: Colector Lineal de Fresnel; UHV: Colector Ultra Alto Vacío; FMCL: Colector Solar de Espejos Fijos; CCP: Colector Cilindro Parabólico

Tabla 8: Instalaciones de climatización con tecnología de concentración en España. (Fuente: Grupo Media Temperatura – Plataforma SOLAR CONCENTRA)



Figura 16: Instalaciones de climatización con tecnología de concentración en España. (IDAE)

## 2.2.7 Programas de ayudas y financiación a instalaciones solares térmicas

En España existen numerosos programas de financiación y ayudas que impulsan la ejecución de proyectos que permiten el aprovechamiento energético de las energías renovables (biomasa, solar térmica y geotermia) como fuente de energía en edificios.

Algunos de ellos se articulan mediante empresas de servicios energéticos (ESEs) que deben superar un proceso de habilitación para poder tener acceso a la financiación. Es el caso de los programas SOLCASA, BIOMCASA y GEOCASA para el impulso a las instalaciones de ACS, calefacción y climatización en edificación y que se adaptan especialmente a su incorporación en redes de climatización como es el caso del programa GIT de financiación para grandes instalaciones térmicas.

Las principales ventajas de emplear un modelo basado en empresas de servicios energéticos son: el usuario paga la energía que consume a un precio menor que el precio de la energía que pagaba previamente, las instalaciones se adaptan de forma específica a las distintas necesidades del usuario, se ofrece al usuario un servicio de suministro de energía y se le exime de la responsabilidad de gestionar y mantener la instalación, se garantiza el cumplimiento de la reglamentación aplicable y se maximiza la eficiencia energética. Además, las instalaciones realizadas a través de ESEs son instalaciones donde la relación de producción y coste (inversión y mantenimiento) se ha optimizado para garantizar un máximo rendimiento energético a un mínimo coste de inversión y explotación.

Existen otros programas de ayudas orientados a la mejora de la eficiencia energética en la rehabilitación de edificios como son los programas PAREER-CRECE (Programa de Ayudas para la Rehabilitación Energética de Edificios) y los derivados del Plan Estatal de fomento del alquiler, la rehabilitación edificatoria y la regeneración y renovación urbanas.

### Programa SOLCASA<sup>9</sup>

El programa SOLCASA es un programa de financiación dirigido a empresas de servicios energéticos que se deben habilitar para poder acceder a una financiación dirigida a la ejecución de instalaciones solares térmicas. El programa dispone de un presupuesto de 5 M€ y pretende impulsar el uso de la energía solar térmica como fuente energética en instalaciones de agua caliente, calefacción y refrigeración de edificios.

El proceso de habilitación consiste en la realización de una evaluación técnica y económica de las empresas que lo soliciten de manera que, una vez superada, puedan acceder a la financiación del 100% del coste elegible de inversión, interés de Euribor + 2,2 y un plazo máximo de 10 años incluido uno de carencia. Existen además unos límites mínimo y máximo de inversión de 20.000 € y 250.000 € respectivamente.

Existen otros dos programas con condiciones similares: BIOMCASA<sup>10</sup> y GEOTCASA<sup>11</sup>, dirigidos a las otras dos tecnologías renovables: biomasa y geotermia. Otros programas de ayudas adicionales se describen brevemente a continuación.

<sup>9</sup> <http://www.idae.es/index.php/idpag.521/mod.pags/mem.detalle>

<sup>10</sup> <http://www.idae.es/index.php/idpag.722/relmenu.407/mod.pags/mem.detalle>

### Programa GIT<sup>12</sup>

El programa GIT es un programa de financiación que, al igual que el programa SOLCASA, está dirigido a empresas de servicios energéticos que deben superar un proceso de habilitación para poder acceder a una financiación, esta vez dirigida a la ejecución de grandes instalaciones renovables térmicas.

El programa cuenta con un presupuesto de 17 M€. El préstamo cubre el 80% del coste elegible de inversión para inversiones comprendidas entre los 250.000 y 3.000.000 €. El plazo de devolución es de 10 años incluido uno de carencia y el interés será del Euribor + 2,2.

### Programa PAREER-CRECE<sup>13</sup>

El programa PAREER-CRECE es una línea de ayudas que combina financiación y ayudas a fondo perdido cuyo objetivo es incentivar y promover la realización de actuaciones de reforma que favorezcan el ahorro energético, la mejora de la eficiencia energética, el aprovechamiento de las energías renovables y la reducción de emisiones de dióxido de carbono en la rehabilitación de edificios existentes con independencia de su uso y de la naturaleza jurídica de sus titulares.

Las actuaciones deberán encuadrarse en una o más de las tipologías siguientes:

1. Mejora de la eficiencia energética de la envolvente térmica.
2. Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas y de iluminación, incluida la incorporación de energía solar térmica.
3. Sustitución de energía convencional por biomasa en las instalaciones térmicas.
4. Sustitución de energía convencional por energía geotérmica en las instalaciones térmicas.

La calificación energética del edificio debe mejorar en al menos una letra, como resultado de la aplicación de las actuaciones solicitadas. Las condiciones de ayuda varían en función de la tipología de actuación. En el caso de las instalaciones solares térmicas la ayuda a fondo perdido es de un 20% del coste elegible de inversión y dispondrá de una financiación que puede alcanzar el 70% del coste elegible. Adicionalmente, en función de otras premisas como la calificación energética alcanzada, si el edificio es de protección oficial o de si se acometen actuaciones de diferente índole al mismo tiempo, se podrá obtener una ayuda adicional.

### Fondo JESSICA-F.I.D.A.E.<sup>14</sup>

El fondo JESSICA-F.I.D.A.E. tiene como propósito financiar proyectos de desarrollo urbano sostenible que mejoren la eficiencia energética y/o utilicen las energías

<sup>11</sup> <http://www.idae.es/index.php/id.522/mod.pags/mem.detalle>

<sup>12</sup> <http://www.idae.es/index.php/relcategoria.1160/id.638/relmenu.377/mod.pags/mem.detalle>

<sup>13</sup> <http://www.idae.es/index.php/id.858/relmenu.409/mod.pags/mem.detalle>

<sup>14</sup> <http://www.idae.es/index.php/relcategoria.3957/id.833/relmenu.408/mod.pags/mem.detalle>



renovables. Los promotores de los proyectos pueden ser entidades públicas, empresas de servicios energéticos, así como otras empresas privadas.

Los proyectos han de estar ubicados en una de las 8 comunidades autónomas siguientes: Andalucía, Islas Canarias, Castilla y León, Castilla-La Mancha, Comunidad Valenciana, Extremadura, Galicia, Región de Murcia, y 2 ciudades autónomas: Ceuta y Melilla.

Los proyectos tienen que estar incluidos en alguno de los siguientes sectores: Edificación, Industria, Transporte, Infraestructuras de servicios públicos relacionados con la energía, y deben formar parte de alguno de los siguientes temas prioritarios:

- Proyectos de eficiencia energética y gestión de la energía.
- Proyectos de solar térmica, solar fotovoltaica aislada y biomasa.
- Proyectos relacionados con el transporte limpio que contribuyan a la mejora de la eficiencia energética y el uso de energías renovables.

### **Plan Estatal de fomento del alquiler de viviendas, la rehabilitación edificatoria, y la regeneración y renovación urbana, 2013-2016<sup>15</sup>**

Este plan engloba varios programas, en concreto, el programa de fomento de la regeneración y renovación urbanas incluye entre las actuaciones elegibles que suponen la mejora de la eficiencia energética en la edificación y en los servicios urbanos, las de **implantación de energías renovables y sistemas de climatización centralizada o de distrito**, las de fomento de la movilidad sostenible y, en general, todas aquéllas destinadas a reducir la demanda energética, reducir las emisiones de gases contaminantes y aumentar el uso de energías renovables.

Este plan se articula mediante convenios de colaboración suscritos entre el Ministerio de Fomento y las diferentes comunidades autónomas.

### **Promoción de redes de climatización derivadas de la existencia de los programas de ayuda**

Gracias a algunas de las herramientas de financiación y ayudas que se han mencionado, ha sido posible ejecutar cinco redes de climatización que utilizan biomasa como fuente de energía. En la siguiente tabla se muestran las redes españolas que han sido subvencionadas por los programas de ayudas anteriores:

---

15

[http://www.fomento.gob.es/MFOM/LANG\\_CASTELLANO/DIRECCIONES\\_GENERALES/ARQ\\_VIV\\_IENDA/APOYO\\_EMANCIPACION/PLAN\\_ESTATAL.htm](http://www.fomento.gob.es/MFOM/LANG_CASTELLANO/DIRECCIONES_GENERALES/ARQ_VIV_IENDA/APOYO_EMANCIPACION/PLAN_ESTATAL.htm)

Proyecto	Localización	Potencia instalada (MW)	Programa de apoyo
Calefacción de distrito	Ólvega, Soria	6,96	GIT
Central térmica para suministro de calor a 4 bloques de viviendas	Móstoles, Madrid	1,6	GIT
Calefacción de distrito	Soria	13,96	GIT
Red en centro asistencial San Juan de Dios	Almacelles, Lérida	1,2	BIOMCASA II
Central térmica para suministro de calor con biomasa a varios edificios de la Universidad de Valladolid	Valladolid	14,1	JESSICA-F.I.D.A.E.

Tabla 9: Redes españolas (biomasa) subvencionadas por programas de ayuda. (Fuente: IDAE)

## 2.3 Problemática y oportunidades

Los colectores solares de concentración son tecnologías que se han desarrollado de forma relativamente reciente en España, sobre todo en el ámbito de la generación de electricidad. Su uso directo en aplicaciones térmicas supondría un mayor aprovechamiento de la energía captada ya que los captadores podrían trabajar a menores temperaturas que en el caso de generación de electricidad, lo que daría lugar a mejores rendimientos de generación y, además, se evitarían las pérdidas asociadas a la producción de electricidad, pérdidas mecánicas en la turbina y pérdidas eléctricas. Los fabricantes de este tipo de colectores y todo el sector asociado a esta tecnología, lleva tiempo intentando aumentar su utilización en aplicaciones térmicas de media temperatura, de hecho, la oferta de captadores solares de concentración específicamente diseñados para producción de energía térmica ha aumentado en los últimos años y continúa haciéndolo.

Las temperaturas de las aplicaciones que justifican el uso de este tipo de tecnologías (100-250 °C) se corresponden generalmente con aplicaciones industriales que precisan de agua sobrecalentada o vapor para sus procesos. También existen casos donde la demanda de frío, si es abastecida mediante máquinas de absorción, pueden justificar su uso.

Las redes de calefacción y refrigeración urbanas también resultan un adecuado escenario donde incorporar instalaciones solares de concentración. Normalmente, las redes suministran calor a temperaturas que oscilan entre los 90 y 110 °C y, en numerosas ocasiones, la generación de frío también se realiza empleando máquinas de absorción, sobre todo en aquellos casos en los que las redes utilizan energía residual o biomasa como fuente de generación de calor.

Además, las redes de climatización, desde el punto de vista de la instalación solar, pueden actuar como consumidores infinitos, de manera análoga a como una instalación fotovoltaica haría en una red eléctrica. Las redes habitualmente abastecen diferentes tipos de demanda correspondientes a diferentes tipos de edificios, lo cual hace en general que la demanda energética sea continua y estable durante todo el año, durante todos los días de la semana y durante todo el día. La continuidad y el volumen de esta demanda permiten a los colectores solares trabajar a mayores temperaturas que las de consigna de la red ya que, normalmente, el caudal de la red será mucho mayor que el caudal de aporte de la instalación solar, amortiguándose de esta manera el exceso de temperatura. El funcionamiento sería similar al de las instalaciones solares térmicas de baja temperatura que climatizan piscinas.

A pesar de la idoneidad para su uso en las aplicaciones anteriormente mencionadas las tecnologías solares de concentración se encuentran con ciertas dificultades que se describen a continuación.

### 2.3.1 Barreras generales de las instalaciones solares térmicas

Una de las mayores barreras que presentan las instalaciones solares térmicas, sean éstas de concentración o no, es que son instalaciones que no sustituyen instalaciones existentes, es decir, no son una alternativa más cuando se habla de realizar una sustitución en una instalación obsoleta de generación.

Las instalaciones solares térmicas sustituyen la energía final<sup>16</sup> consumida en una instalación existente por una energía limpia y gratuita, pero no permiten generalmente la sustitución de los equipos de generación. Por tanto, son instalaciones que deben ir acompañadas de sistemas auxiliares de generación de energía, ya que no pueden garantizar siempre que se pueda satisfacer el 100% de la demanda energética en un instante dado. La capacidad de producción energética instantánea de una instalación solar dependerá no solo de la superficie instalada (o potencia), sino también de diferentes variables como son la irradiación solar disponible, la temperatura ambiente y el perfil de demanda.

Las instalaciones solares sí pueden, sin embargo, garantizar una producción energética mínima anual, ya que es posible determinar qué radiación solar recibirá anualmente una determinada superficie en una ubicación específica. De esta manera es posible cuantificar el ahorro energético y económico que van a poder suponer anualmente al usuario. El ahorro en consumo de energía final en la instalación auxiliar o convencional

---

<sup>16</sup> **Energía final:** energía tal y como se utiliza en los puntos de consumo. Es la que compran los consumidores, en forma de electricidad, carburantes u otros combustibles usados de forma directa.

**Energía primaria:** energía suministrada al edificio procedente de fuentes renovables y no renovables, que no ha sufrido ningún proceso previo de conversión o transformación. Es la energía contenida en los combustibles y otras fuentes de energía e incluye la energía necesaria para generar la energía final consumida, incluyendo las pérdidas por su transporte hasta el edificio, almacenamiento, etc.

(Fuente: Código Técnico de la Edificación).

ha de ser capaz de proporcionar el ahorro económico suficiente durante toda la vida de la instalación que suponga una adecuada rentabilidad de la operación.

Dependiendo del tipo de energía sustituida, del coste de inversión, de los costes de explotación y de la cantidad de energía solar producida anualmente, el ahorro energético que supone la utilización de una instalación solar hará la inversión más o menos viable.

En algunos casos, cuando se sustituye la energía generada por combustibles cuyo coste está compuesto por términos fijos y variables, el ahorro económico derivado de la producción de energía solar será aquel vinculado al término de coste variable de la factura energética. Este ahorro, al estar limitado, puede no justificar realizar la inversión si el término variable no es excesivamente alto, como ocurre con las fuentes de energía de menor coste por kWh. Sin embargo, cuando se sustituyen otro tipo de energías, donde el término variable tiene un peso importante en la factura, su viabilidad aumenta significativamente.

En el caso particular de las redes de climatización, cuando éstas están abastecidas por fuentes de energía residual procedente de incineradoras, calor residual de procesos industriales o de la condensación de plantas de generación eléctrica, la incorporación de instalaciones solares se hace todavía más difícil ya que la producción de calor solar no suele poder competir con los bajos costes de generación que supone el aprovechamiento de energía residual.<sup>17</sup>

Adicionalmente, la incorporación de una instalación solar no disminuye el coste de mantenimiento de la instalación auxiliar o convencional, aunque sí podría disminuir sus horas de funcionamiento, lo que puede derivar en un incremento de la vida útil de los equipos convencionales. Por tanto, y en resumen, una inversión en energía solar es siempre una inversión adicional en su totalidad cuyo ahorro económico generado por la sustitución de energía debe ser suficiente para rentabilizar la inversión realizada.

### 2.3.2 Barreras propias de las instalaciones solares con colectores de concentración en aplicaciones térmicas

A continuación se resumen las principales barreras que se han identificado y que se considera que podrían obstaculizar la penetración de instalaciones solares con colectores de concentración en el mercado:

- **Elevados costes de fabricación de colectores de concentración.** La fabricación de determinados componentes como son los espejos de los concentradores, el sistema de seguimiento, estructura, etc. implican un coste de fabricación elevado. En muchos casos los fabricantes todavía están en la curva de aprendizaje o bien su producción anual es discontinua y baja, de manera que sus costes de producción no han alcanzado los óptimos derivados de una producción continua y de gran volumen.
- **Desconocimiento y desconfianza en la tecnología** por parte de los posibles promotores e incluso por parte de las ingenierías. La tecnología solar de concentración es todavía un gran desconocido en el entorno industrial e incluso más en el entorno de la edificación. Su uso se ha relacionado tradicionalmente con la generación eléctrica y,

<sup>17</sup> SDHC Solar District Heating Guidelines

en general, se desconoce y se desconfía de sus posibilidades. La escasa implantación que ha tenido para usos térmicos hasta la fecha no ofrece la oportunidad de poder demostrar debidamente su potencial a nuevos posibles promotores.

- **Elevados requisitos de rentabilidad** por parte de los usuarios, especialmente en el caso de procesos industriales. Las industrias, en general, suelen exigir ratios de rentabilidad elevados a cualquier modificación o mejora efectuada en sus procesos productivos. En ocasiones, dependiendo del tipo de proceso industrial y del contexto económico, su perspectiva temporal puede no permitir la implantación de sistemas solares que tengan largos periodos de amortización.

En el estudio “Evaluación del potencial de energía solar térmica en el sector industrial”<sup>18</sup> realizado durante la elaboración del Plan de Energías Renovables 2011-2020, se analizan los periodos de retorno esperados por los inversores industriales.

Estas exigencias de rentabilidad son, sin embargo, menores en el caso de las redes de climatización, como se ve más adelante.

	Periodo de retorno esperado
Media (años)	6,75
Desviación estándar (años)	3,21

Tabla 10: Expectativa de rentabilidad por parte de inversores industriales (periodo de retorno esperado) según el estudio “Evaluación del potencial de energía solar térmica en el sector industrial”. (Fuente: IDAE)

- **Discontinuidades de los procesos de producción o en las demandas de calefacción y refrigeración** en el caso de redes. En aquellos casos en los que el proceso productivo o la demanda de la red no son constantes, la viabilidad de una instalación solar se puede ver comprometida. Las instalaciones solares aumentan su rentabilidad cuando pueden aprovechar al máximo la irradiación solar para su uso en la aplicación correspondiente. Grandes discontinuidades en la demanda obligan a hacer permanecer ociosas a las instalaciones durante los periodos de demanda nula, o bien obligan a la ejecución de almacenes de energía estacionales que disminuyen su rentabilidad.
- Algunos colectores de concentración pueden resultar **demasiado voluminosos**, de manera que su integración en entornos urbanos o sobre la cubierta de edificios puede ser compleja, debido a que su impacto visual puede ser mayor que en el caso de las tecnologías de baja temperatura. No obstante, como se ha visto anteriormente, existen diversos ejemplos de integración con éxito de instalaciones compuestas por colectores de concentración ubicadas sobre cubiertas de edificios de oficinas.

<sup>18</sup> [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11227\\_e8\\_ST\\_industria\\_A\\_61f628d5.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e8_ST_industria_A_61f628d5.pdf)

- Las redes de calefacción suelen ser alimentadas por **fuentes de energías residuales** cuyos bajos costes de generación son difíciles de superar.
- Se precisan de unas **condiciones de irradiación directa mínimas** adecuadas, lo cual puede limitar su uso a determinadas zonas geográficas. Los colectores solares de concentración solo pueden aprovechar la irradiación directa del Sol, por lo que su ubicación geográfica cobra una importancia significativa a la hora de determinar su viabilidad técnica y económica, y se suma a las variables que pueden obstaculizar su implementación, ya que podría limitar su uso a zonas donde las redes de climatización no dispusiesen de una demanda suficiente que justificase su incorporación. Sin embargo, como se ha visto anteriormente, existen instalaciones solares de concentración ubicadas en países del norte de Europa, como Suecia y Dinamarca, por lo que aunque es un factor limitante a tener en cuenta, no debe ser considerado como excluyente.

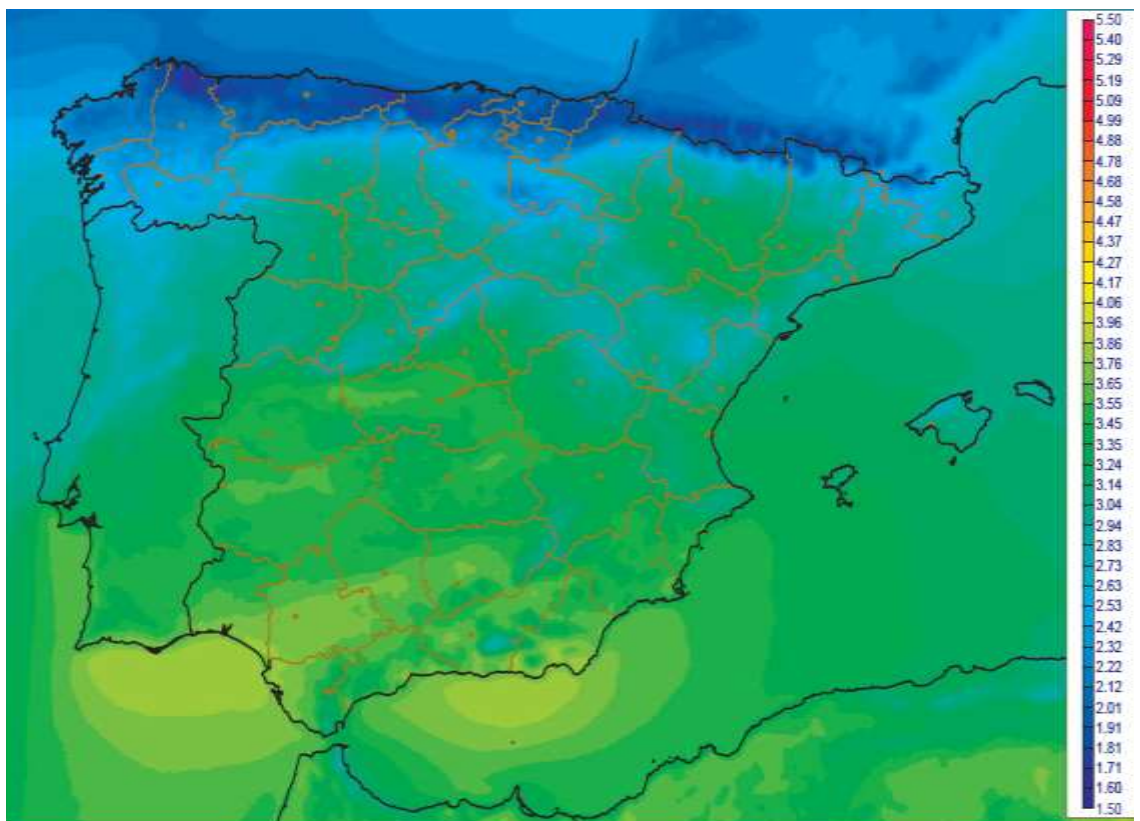


Figura 17: Irradiación directa media  $\text{kWh/m}^2/\text{día}$  (1983-2005). (Fuente: Atlas de radiación solar AEMET 2012)

Si se analiza el mapa que sitúa las instalaciones solares termoeléctricas en España que se muestra a continuación, se puede apreciar que prácticamente todas ellas se ubican en el tercio inferior de la península, en Andalucía, Murcia, Comunidad Valenciana y Extremadura. La ubicación de estas grandes plantas solares da una idea de dónde se concentra en nuestro país el recurso de irradiación directa.

Sin embargo, en el caso de aplicaciones térmicas los requisitos en cuanto a irradiación disponible pueden no ser tan exigentes como en el caso de las centrales solares termoeléctricas. Por un lado, las temperaturas de utilización no son tan altas y por otro, el rendimiento de la instalación es mayor al no ser necesaria la conversión de energía térmica a eléctrica.



Figura 18: Mapa de ubicación de los proyectos termosolares en España. (Fuente: Protermosolar. La Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica<sup>19</sup>).

- Existe **escasa información pública de datos de rendimiento y características técnicas** de colectores solares de concentración. No se han encontrado modelos de colectores que hayan sido ensayados conforme a la normativa de ensayo UNE-EN ISO 9806 que ha recogido recientemente la posibilidad de ser aplicada a colectores solares de concentración. La escasez de información genera desconfianza por parte de ingenierías y posibles promotores. Al ser una tecnología menos desarrollada que los captadores solares de baja temperatura resulta mucho más difícil conseguir las especificaciones técnicas de estos equipos. Ésta ha sido una de las mayores barreras que se han encontrado en la realización de este estudio. Ha sido necesario contactar con fabricantes de equipos de todo el mundo para obtener un volumen de datos mínimo necesario para desarrollar las simulaciones.

A pesar del gran esfuerzo realizado, los datos recolectados han sido escasos. Esta falta de visibilidad y disponibilidad de información no solo ha supuesto una barrera para la realización de este estudio, sino que puede suponer una barrera para estudios y análisis futuros, dificultando el desarrollo del mercado de energía solar térmica de concentración en general.

<sup>19</sup> Lista de los 50 proyectos solares termosolares en España:  
<http://www.protermosolar.com/proyectos-termosolares/mapa-de-proyectos-en-espana/>

- Existe una **oferta escasa en cuanto a programas de simulación disponibles** en el mercado que permitan realizar simulaciones dinámicas de instalaciones solares de concentración. En numerosas ocasiones se ha comprobado que los centros tecnológicos, de investigación e ingenierías emplean programas de simulación dinámica abiertos no específicamente diseñados para su uso en energía solar como es el caso de TRNSYS, SIMULINK/MATLAB, OPENMODELICA/MODELICA, etc. Si bien este tipo de programas son los más adecuados para hacer minuciosos análisis del comportamiento de instalaciones solares, a su vez, alejan la posibilidad de realizar simulaciones a una gran parte del mercado que suele emplear programas menos complejos y específicamente dedicados a la energía solar. Este tipo de programas permitirían hacer primeras aproximaciones y obtener resultados preliminares del comportamiento de las instalaciones que podrían, en caso necesario y en fases más avanzadas de definición de las instalaciones, ser tratados con programas más complejos.

### 2.3.3 Ventajas del uso de colectores solares de concentración en aplicaciones térmicas

Existen numerosos factores que hacen del uso de la energía solar de concentración una opción atractiva para su implementación en usos térmicos:

- La utilización de colectores solares de concentración supone el **aprovechamiento de una energía limpia y gratuita**. La evolución esperada de precios de combustibles convencionales e incluso de la biomasa indica que la rentabilidad de las instalaciones solares crecerá con el tiempo de forma significativa.
- Suponen un **beneficio medioambiental** que implica una disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>, no emisión de humos ni olores, mayor independencia del suministro energético externo y mejora de la calificación energética en el caso de edificación. La incorporación de una instalación solar a una red de climatización existente puede suponer una mejora de la calificación energética de cada edificio abastecido, que dependerá de la fuente de energía convencional empleada y de la fracción solar abastecida.
- Las redes de calefacción y refrigeración requieren, en la gran mayoría de los casos, alejar los puntos de generación de humos, ruidos, emisiones y otros contaminantes de los centros urbanos. El uso de tecnologías solares de concentración en estas redes permite el **acercamiento o incluso la integración de las centrales de generación en entornos urbanos**. En un escenario en el que las ciudades compiten por implementar ambiciosos planes de reducción de emisiones y mejora de la calidad del aire en sus centros urbanos, las redes de climatización solares son una opción que sin duda sería necesario tener en cuenta.
- Los colectores solares de concentración pueden **alcanzar temperaturas de trabajo muy superiores** a las alcanzadas por los colectores solares de baja temperatura (250 °C frente a 90 °C) y, por tanto, pueden ser utilizados de forma eficiente durante todo el año en procesos industriales y en redes de climatización.



- En cuanto a generación de frío se refiere, los colectores solares de concentración son los únicos que **pueden alimentar máquinas de absorción de doble efecto**, que disponen de mejores rendimientos (EERs del orden de 1,2 frente a 0,6) que las máquinas de absorción de simple efecto empleadas habitualmente junto con captadores solares de baja temperatura.
- Las **instalaciones solares no son invasivas**, solo requieren de espacio para su implementación. No requieren interrumpir los procesos productivos o la parada en la producción de los sistemas de generación en redes de climatización, como sería el caso de otras medidas de mejora de la eficiencia energética que pudiesen implementarse. Son instalaciones cuyas configuraciones se pueden combinar y adaptar de múltiples formas a los sistemas de generación existentes sin distorsionar ni perturbar la producción energética convencional.
- A pesar de ser tecnologías que todavía pueden optimizar mucho sus costes de fabricación, el desarrollo de las tecnologías de concentración para aplicaciones eléctricas ha supuesto una **disminución en los costes de producción**, que eran tradicionalmente elevados.
- Los colectores de concentración que incorporan seguimiento presentan una ventaja técnica significativa en su uso con respecto a los captadores solares planos, de vacío o de cualquiera que disponga de una posición fija respecto al Sol, ya que éstos **pueden desorientarse** respecto a éste en caso de necesidad y evitar el crítico problema de sobrecalentamiento que siempre ha supuesto un gran perjuicio en el funcionamiento de las instalaciones solares.
- En algunos casos, pueden necesitar **menores superficies disponibles** para su implementación que en el caso de las instalaciones de baja temperatura. En muchas ocasiones los colectores solares de concentración se ubican con el eje principal orientado en dirección Norte-Sur de manera que hacen un seguimiento del Sol de Este a Oeste. Los colectores o filas de ellos se ubican de forma paralela con orientación Norte-Sur, de manera que las sombras que se proyectan entre ellos son mínimas. De esta manera se minimiza la necesidad de prever elevadas separaciones entre filas de colectores para evitar sombras, como ocurre con los captadores planos de baja temperatura que se ubican en filas paralelas sobre ejes de orientación Este-Oeste, de forma que las filas ubicadas más al Sur proyectan sombras sobre las filas ubicadas al Norte de éstos.
- En el caso de instalaciones solares de concentración en redes de climatización, los **requisitos de rentabilidad exigidos a las inversiones son menores** que en el caso de procesos industriales. Las redes de climatización suelen ser proyectos donde el periodo de explotación se establece a largo plazo y donde el consumo de energía es estable y está garantizado en el tiempo. Las redes suelen abastecer a un determinado número de edificios de diferentes tipologías edificatorias (residenciales, oficinas, hospitales, etc.) que difícilmente dejarán de demandar energía de forma simultánea durante todo el periodo de explotación. Por lo tanto, el riesgo asociado a este tipo de proyectos es bajo.

En ocasiones, estas instalaciones han sido impulsadas por consorcios formados por administraciones públicas, agencias de energía y empresas privadas donde las motivaciones medioambientales suelen combinarse con las motivaciones económicas. Es estos casos, el riesgo afrontado por cualquier empresa de servicios energéticos que realiza este tipo de instalaciones solares es menor, al estar formado el usuario final por un conjunto de entidades.

Tecnologías solares de concentración para aplicaciones térmicas	
Barreras	Ventajas
Elevados costes de fabricación por ser una tecnología todavía en estado de desarrollo.	Aprovechamiento de una energía limpia y gratuita.
Desconocimiento de la tecnología por parte de posibles promotores y clientes.	Suponen un beneficio medioambiental que implica una disminución de emisiones de CO <sub>2</sub> , no emisión de humos ni olores, mayor independencia del suministro energético externo y mejora de la calificación energética en el caso de edificación.
Elevados requisitos de rentabilidad por parte de los usuarios, especialmente en el caso de procesos industriales.	Mejoran la calidad del aire permitiendo la mejor integración de las centrales de generación en entornos urbanos.
Discontinuidades de los procesos de producción o en las demandas de calefacción y refrigeración en el caso de redes.	Alcanzan temperaturas elevadas que no se pueden conseguir con otras tecnologías.
Solo pueden aprovechar la irradiación directa del Sol, por lo que su ubicación geográfica puede quedar bastante restringida.	Los colectores de concentración pueden alimentar máquinas de absorción de doble efecto (mejores rendimientos).
Dificultad de integración arquitectónica y en entornos urbanos.	El rendimiento de la tecnología solar de concentración para aplicaciones térmicas es mucho mayor que para la producción de electricidad.

Tabla 11: Barreras y puntos a favor de las tecnologías solares de concentración para aplicaciones térmicas

Tecnologías solares de concentración para aplicaciones térmicas	
Barreras	Ventajas
En el caso de redes no puede competir con los bajos costes de generación por el aprovechamiento de energías residuales.	Las instalaciones solares se pueden adaptar y combinar con los sistemas de generación existentes de procesos productivos o redes sin interrumpir el proceso o suministro de energía.
Escasez de información pública de las características técnicas de los captadores solares.	Disminución de los costes de fabricación, tradicionalmente elevados, gracias al volumen generado en producción eléctrica.
Escasa oferta de programas de simulación dedicados para instalaciones solares de concentración.	Los colectores que incorporan seguimiento pueden desorientarse respecto al Sol para evitar sobrecalentamientos de la instalación.
	Pueden necesitar menores superficies disponibles para su implementación que en el caso de las instalaciones de baja temperatura.
	En redes de climatización los requisitos de rentabilidad exigidos a las inversiones son menores que en el caso de procesos industriales.

Tabla 12: Barreras y puntos a favor de las tecnologías solares de concentración para aplicaciones térmicas (continuación)

# 3 Objetivo

El objetivo que persigue el IDAE con este estudio es ampliar el conocimiento sobre la utilización de energía solar de concentración en redes de calefacción y refrigeración urbana, probar su viabilidad y promover su incorporación, bien sea por parte de los explotadores de las propias redes o por parte de promotores externos a ellas que podrían actuar como empresa de servicios energéticos.

Partiendo del conocimiento ya adquirido en el anterior estudio realizado en el IDAE sobre las redes de Barcelona, y dado que se han obtenido resultados interesantes para el caso de tecnologías de concentración, se ha considerado adecuado profundizar en la posibilidad de incluir esta tecnología como fuente energética de sistemas de generación térmica en redes de climatización, ampliando así la actual aplicabilidad de este tipo de sistemas de generación, que hasta la fecha se ha circunscrito en España a su utilización en procesos industriales.

Con este nuevo estudio se quiere analizar la viabilidad técnica y el coste de integración de energía solar de concentración en una red de climatización teórica. Para ello se han tomado como referencia los datos de diseño a los que se ha podido tener acceso a través de publicaciones existentes de una red de calor y frío en Jaén, dado que reúne las condiciones adecuadas para una teórica incorporación de energía solar.

Las condiciones exigidas a la red para utilizarla como referencia son las siguientes:

- Contar con condiciones de irradiación directa más favorables que las correspondientes a Barcelona.
- Contar con temperaturas de uso de la red tales que la utilización de energía solar pueda ser posible durante todo el año, siempre que se empleen tecnologías de concentración solar.
- Existencia de máquinas de absorción de simple efecto para la producción de frío, que haga viable que la instalación solar pueda aportar energía también a la demanda de frío en verano y, por tanto, optimizar su uso.

Se van a analizar las diferentes tecnologías de concentración disponibles. Para abordar la tarea se partirá de las características propias de la red y de la información procedente de distintos proveedores para cada tipo de sistema de captación solar y se propondrán soluciones técnicas que optimicen su utilización y viabilidad.

# 4 Análisis tecnológico

Como se ha visto en apartados anteriores, las tecnologías de concentración solar se han desarrollado ampliamente para su uso en plantas de generación eléctrica, no obstante, su uso para aplicaciones térmicas ha sido muy limitado hasta la fecha, a pesar del gran potencial de uso que presentan.

En este apartado se pretende analizar técnicamente la adecuación de la incorporación de instalaciones de energía solar de concentración a redes de climatización, el estado del arte de las diferentes tecnologías de equipos y componentes relacionados con las instalaciones de concentración solar destinadas a la generación de energía térmica.

## 4.1 Tecnología solar de concentración en redes urbanas

Las redes de climatización urbanas constituyen un escenario idóneo para la incorporación de energía solar siempre que existan adecuadas condiciones de irradiación solar. Las redes urbanas suelen abastecer grandes demandas energéticas correspondientes a diferentes tipologías de usuario. En función de la diversidad de los perfiles de demanda abastecidos, las demandas son más o menos constantes a lo largo del día, de la semana y del año.

Un escenario de funcionamiento ideal para una red sería aquel en el cual no tuviera que parar y arrancar de forma continuada, sino que pudiese trabajar de forma constante y predecible durante largos periodos de tiempo y a potencias también constantes. Esto ocurre cuando se abastecen demandas de edificios cuyos perfiles pueden complementarse, como es el caso de edificios residenciales y de oficinas.

Habitualmente las redes de distrito abastecen viviendas y edificios comerciales o del sector terciario, ya sean equipamientos públicos o edificios privados. Existen tipologías edificatorias que son especialmente atractivas para una red de calor y frío urbana (DHC<sup>20</sup>) como los hoteles, las piscinas o los centros de servidores, ya que tienen una demanda elevada y estable.

También hay redes de producción de calor y frío ubicadas en polígonos industriales. En general, este tipo de instalaciones son particulares debido a la variedad de usos de calor y frío en la industria. Una de las diferencias principales respecto a las anteriores es la temperatura de operación, normalmente más alta en el caso de producción de calor o muy baja en el caso de producción de frío, pero también varían los fluidos caloportadores utilizados, que pueden ser vapor o CO<sub>2</sub> respectivamente. Sus perfiles de demanda pueden ser muy variados. Hay industrias que tienen una actividad marcadamente estacional, otras que interrumpen su operación por la noche y los fines de semana y otras que no interrumpen nunca su operación.

Desde el punto de vista de la energía solar, disponer de un sumidero constante, elevado y predecible de energía supone que la instalación solar podría llegar a evacuar el 100% de su energía generada. Por otro lado, las elevadas temperaturas de operación de la red (entre 90 y 110 °C) empeoran el rendimiento de los captadores solares de baja

---

<sup>20</sup> DHC: District Heating and Cooling.

temperatura, haciendo inviable su utilización. Es para estas temperaturas de utilización donde se pone de manifiesto el potencial de las tecnologías solares de concentración, ya que éstas funcionan con muy buenos rendimientos incluso cuando las temperaturas de trabajo son altas.

Como se ha visto anteriormente, los sistemas de generación térmica de las redes suelen estar basados en el aprovechamiento de energías residuales, energías renovables y también en sistemas de generación convencionales. Justificar la incorporación de una instalación de energía solar a una red existente que se abastezca de energía residual suele ser difícil, sin embargo, sus opciones aumentan cuando se sustituyen combustibles fósiles.

No resulta fácil clasificar las redes de climatización en grupos bien diferenciados ya que éstas pueden tener características muy diferentes unas de otras en cuanto a sistema de generación, sistema de distribución, geometría, operación, etc. y pueden existir multitud de combinaciones posibles.

Los siguientes parámetros afectan considerablemente a la capacidad y a las especificaciones de una red de distribución de DHC:

- **Demanda térmica abastecida:** calor y frío para climatización y producción de ACS de edificios y/o procesos industriales.
- **Geometría de la red de distribución:** distribución en anillo, malla o ramificado.
- **Tipo de sistema de distribución:** dos, tres o cuatro tubos, diámetro y diseño de las tuberías, interconexiones, tipología de estaciones de bombeo, etc.
- **Método de operación de la red:** caudales fijos o variables, temperaturas de impulsión y de retorno, etc.

Las instalaciones solares pueden integrarse en cualquiera de estas configuraciones independientemente de su geometría, método de operación o tipo de demanda abastecida. La producción solar se adaptará y conectará en paralelo o en serie al retorno del sistema de generación de calor de la red.

Los colectores solares de concentración tienen capacidad para suministrar energía a temperaturas de entre los 100 y 250 °C, lo cual permite alimentar en paralelo al sistema de generación de redes de calefacción con temperaturas de impulsión de entre 90 y 110 °C y retorno a 80 °C. El exceso de temperatura sobre la consigna de impulsión de la red se puede controlar mezclando parte del caudal de impulsión con parte del caudal de retorno. Las desviaciones sobre la temperatura de consigna se verán en general amortiguadas ya que normalmente los caudales de distribución de la red son mucho mayores que los de suministro de la instalación solar a la impulsión.

En el caso de producción de frío, el diseño óptimo de sistemas de refrigeración mediante energía solar para su integración en redes requiere amplia información sobre los equipos empleados en su generación y sobre los recursos energéticos que los alimentan, así como de los perfiles y temperaturas de demanda de frío y calor. Existen diferentes tecnologías de captación solar y de generación de frío disponibles por lo que el número de opciones de integración es muy alto.

Para llevar a cabo la implantación de un sistema solar es necesario conocer, o al menos poder estimar, las características de la demanda energética anual de calefacción, refrigeración, ACS y de procesos del conjunto de edificios e industrias a las que se

abastece, ya que la demanda de cada tipología edificatoria es muy variable y a su vez depende de las condiciones ambientales o de la zona climática, del tipo de edificio, de sus características térmicas y del uso y control que se establezca.

Una misma red puede abastecer una demanda constante a lo largo del año, como es el caso del ACS, y una demanda estacional, como es el caso de la calefacción y la refrigeración. De esta manera, se puede definir una instalación solar que cubra una sola o varias de las demandas energéticas de la red, lo que influirá tanto en su configuración como en su tamaño.

En la siguiente tabla se muestran rangos de valores de demanda típicos para diferentes tipologías edificatorias:

Demandas térmicas según la tipología del edificio		
Tipología del edificio	Calor (W/m <sup>2</sup> )	Frío (W/m <sup>2</sup> )
Oficinas	20 - 150	60 - 225
Hoteles	50 - 120	65 - 130
Comercial	50 - 100	80 - 144
Vivienda	75 - 100	0 - 90

Tabla 13: Demandas típicas según tipología de edificio. (Fuente: Guía Integral de Redes DHC)

En aquellos casos en los que existe una demanda combinada de calor y frío, pueden presentarse las siguientes situaciones: que ambas demandas se simultaneen durante todo el año, es decir, que durante todo el año exista una demanda de frío y de calor, que solo se simultaneen durante algunos periodos, como pueden ser primavera y otoño, o que no se simultanee en ningún momento y resulten complementarias.

A continuación se resumen las diferentes configuraciones de distribución de red más habituales:

- **Sistemas de dos tubos:** Una tubería transporta el fluido hasta el consumidor (impulsión) y vuelve por un segundo tubo hasta la central generadora (retorno). Estos sistemas están diseñados para un solo uso (calor o frío).
- **Sistemas de tres tubos:** Una tubería transporta agua fría, la otra agua caliente, y la tercera sirve de retorno común a las dos anteriores. La ventaja principal de esta configuración es que disminuyen los gastos de inversión de tuberías. Aun así, son sistemas muy poco utilizados porque la eficiencia energética disminuye considerablemente debido a la mezcla de los fluidos caliente y frío en el retorno.
- **Sistemas de cuatro tubos:** Permite satisfacer simultáneamente las demandas de calefacción y refrigeración en cualquier estación del año cuando se generan ambos tipos de energía en la misma red (DHC). De esta manera existen dos circuitos diferenciados para calor y frío. Es un sistema de elevado coste en tuberías, pero de mayor flexibilidad.
- **Sistemas a seis tubos u ocho tubos:** Se emplean cuando se requieren diferentes niveles de temperatura, caudales y periodos de uso de calor y frío, como ocurre en el caso de calor en las aplicaciones de ACS (temperaturas de 60 °C, menor demanda y uso anual) y calefacción (temperaturas de hasta 100 °C, mayor demanda y uso en



invierno) o en el caso de frío en las aplicaciones para climatización (5 °C y uso estival) o frío para procesos industriales (-5 °C o -10 °C y uso anual).

Actualmente, debido al crecimiento de la demanda de aire acondicionado por razones climáticas o de concepción de los edificios, la tendencia del mercado se dirige hacia la implantación de sistemas que ofrezcan simultáneamente calor y frío. En este caso, la configuración más habitual son los sistemas de cuatro tubos.

Este incremento en la demanda de frío favorece la implantación de instalaciones de energía solar si ésta se satisface mediante máquinas de absorción o adsorción, ya que permite aumentar la fracción solar global obtenida por el sistema solar. La instalación solar puede continuar produciendo energía térmica también durante los meses de verano cuando la irradiación solar es más alta y cuando la demanda de calefacción es más baja, para aportar refrigeración. De esta manera se evita la necesidad de realizar almacenamiento estacional al poder utilizar directamente la energía solar en las máquinas de refrigeración.

A continuación se muestran varias posibilidades del perfil de demandas de calor y frío que puede presentar una red.

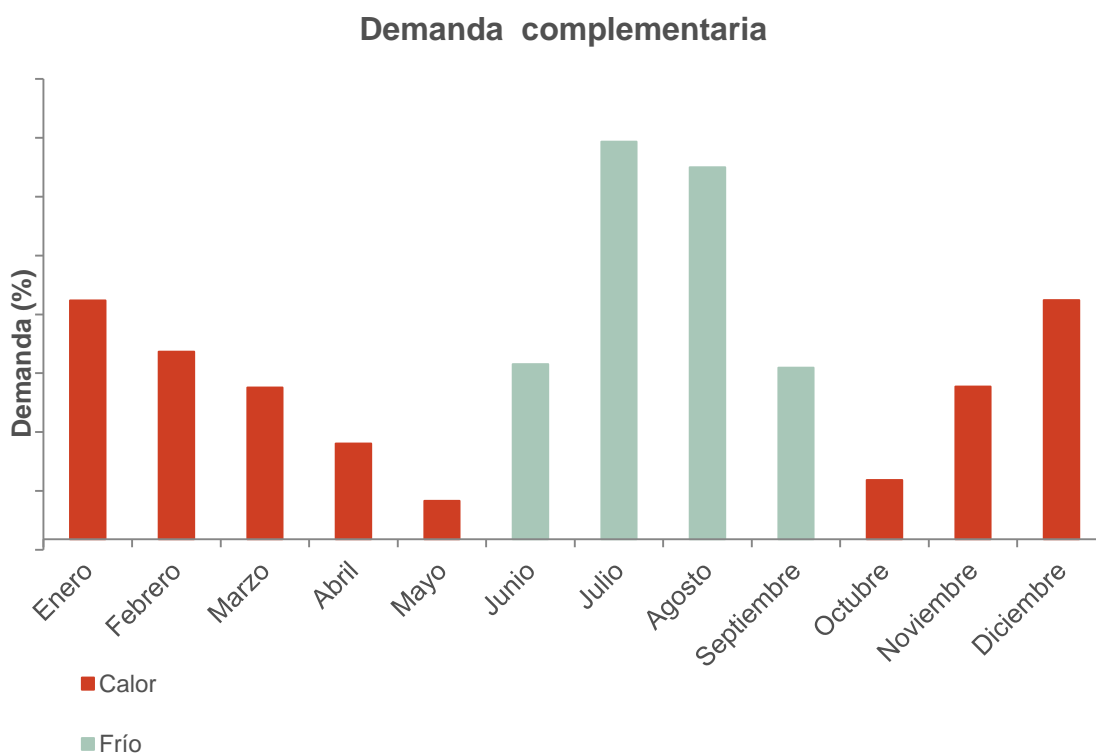


Figura 19: Perfil de demanda complementaria (no se simultanean las demandas)

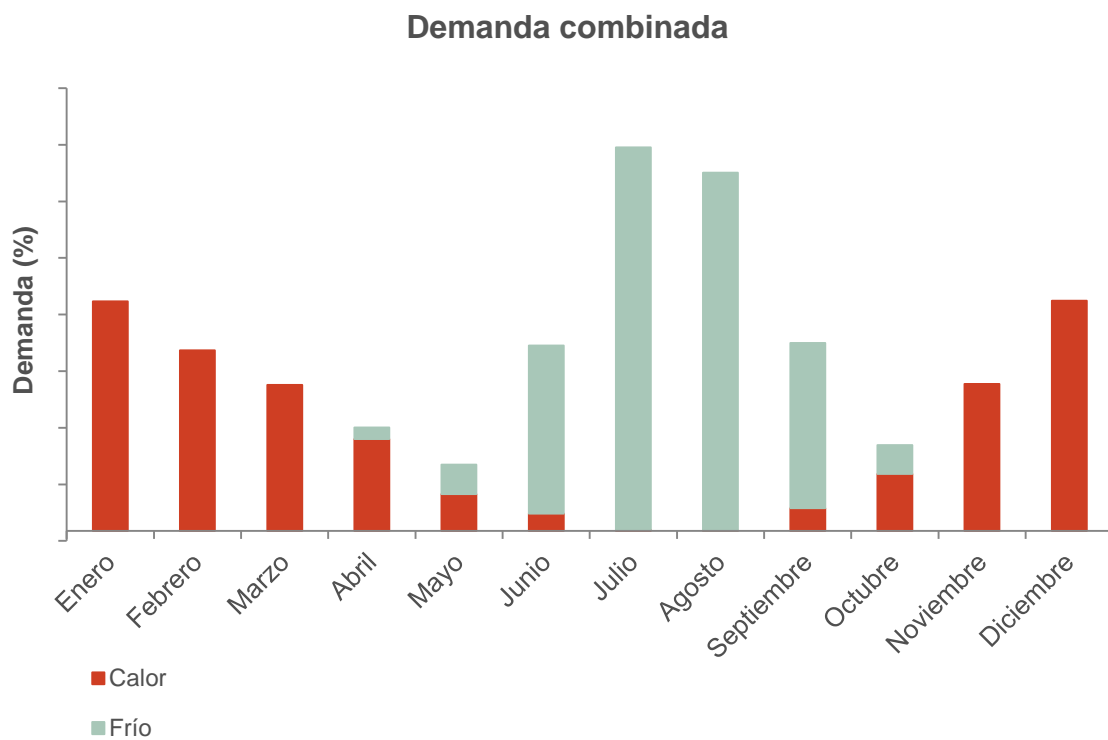


Figura 20: Demanda combinada (se simultanea solo durante algunos periodos de tiempo)

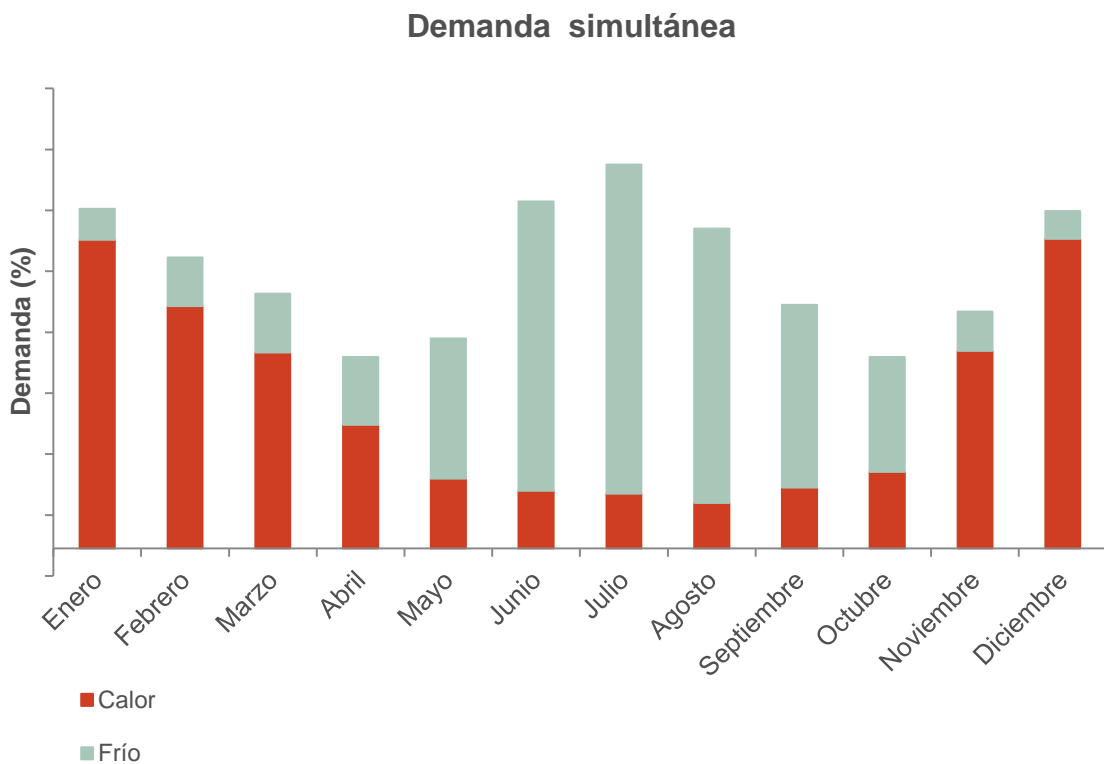


Figura 21: Perfil de demanda simultánea (se simultanea durante todo el año)

Suponiendo que la demanda de refrigeración se abastece con máquinas de absorción o adsorción, que emplean agua caliente para la producción de frío, la demanda de frío se puede considerar como una demanda de calor equivalente.

En la siguiente figura se muestra la demanda de calor y la demanda de frío de una red a lo largo del año (columnas rojas y verdes respectivamente) y la demanda de calor equivalente suponiendo que las máquinas de absorción tienen un rendimiento medio de 0,6. Es decir, que por cada kWh de calor suministrado por la instalación solar se produce 0,6 kWh de frío.

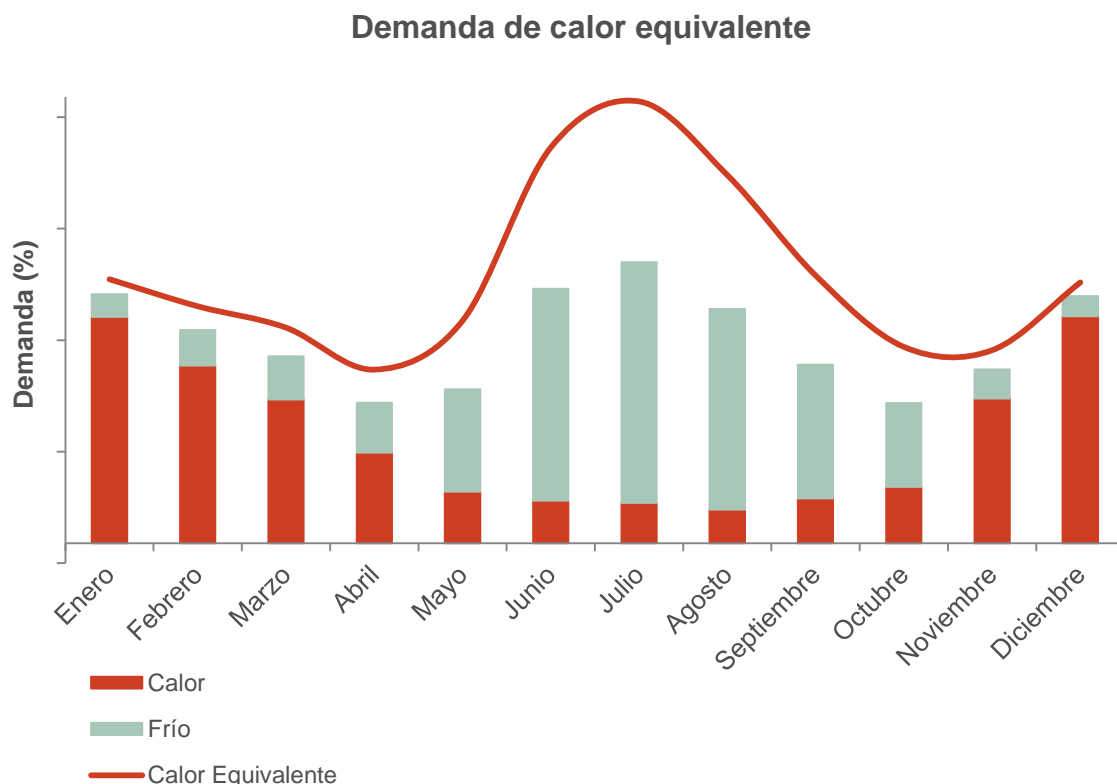


Figura 22: Demanda de calor, demanda de frío y demanda total de calor equivalente

La decisión en cuanto al grado de cobertura solar a alcanzar y el tipo de demanda a abastecer viene determinada por el perfil anual que presenta cada una de las demandas de calor o de su conjunto en el caso de frío abastecido por energía solar. La fracción solar anual debe ser tal que no existan excesivos excedentes de energía solar durante ninguno de los meses del año.

A continuación se muestran los diferentes escenarios de aporte solar que se plantean en función del tipo de demanda a abastecer. Las demandas corresponden a las demandas de calefacción, refrigeración y ACS de una red ficticia ubicada en Jaén.

### Escenario 1

El primer escenario de estudio propone abastecer únicamente la demanda de ACS mediante energía solar. En este caso es necesario diseñar el campo solar de modo que se aproveche la máxima energía solar disponible sin que existan excesivos excedentes, teniendo lugar ésta durante los meses de verano en los que la irradiación solar es mayor.

Un sobredimensionamiento de la instalación daría lugar a mayores costes de inversión y a un excedente de producción que la red sería incapaz de aprovechar. El ratio de producción solar por kW de potencia instalada sería menor que en el caso de una instalación bien dimensionada, la cual aprovecharse toda su energía generada, y por tanto la rentabilidad de la operación en este caso sería también menor.

Durante los meses de verano, la demanda de ACS será cubierta prácticamente en su totalidad por la energía solar disponible mientras que en invierno la instalación solar solamente es capaz de abastecer una parte de la demanda de ACS.

En la siguiente figura se muestra la demanda anual de ACS (columnas naranjas), la demanda de calefacción (columnas rojas) y la demanda de frío (columnas verdes). Se representa con una línea amarilla la producción solar de una instalación diseñada exclusivamente para satisfacer la demanda de ACS de la red. Se observa claramente que entre mayo y agosto (los meses de verano) prácticamente el 100% de la demanda de ACS es cubierta por energía solar mientras que en invierno solamente se cubre una fracción de dicha demanda.

### Abastecimiento de la demanda de ACS con energía solar

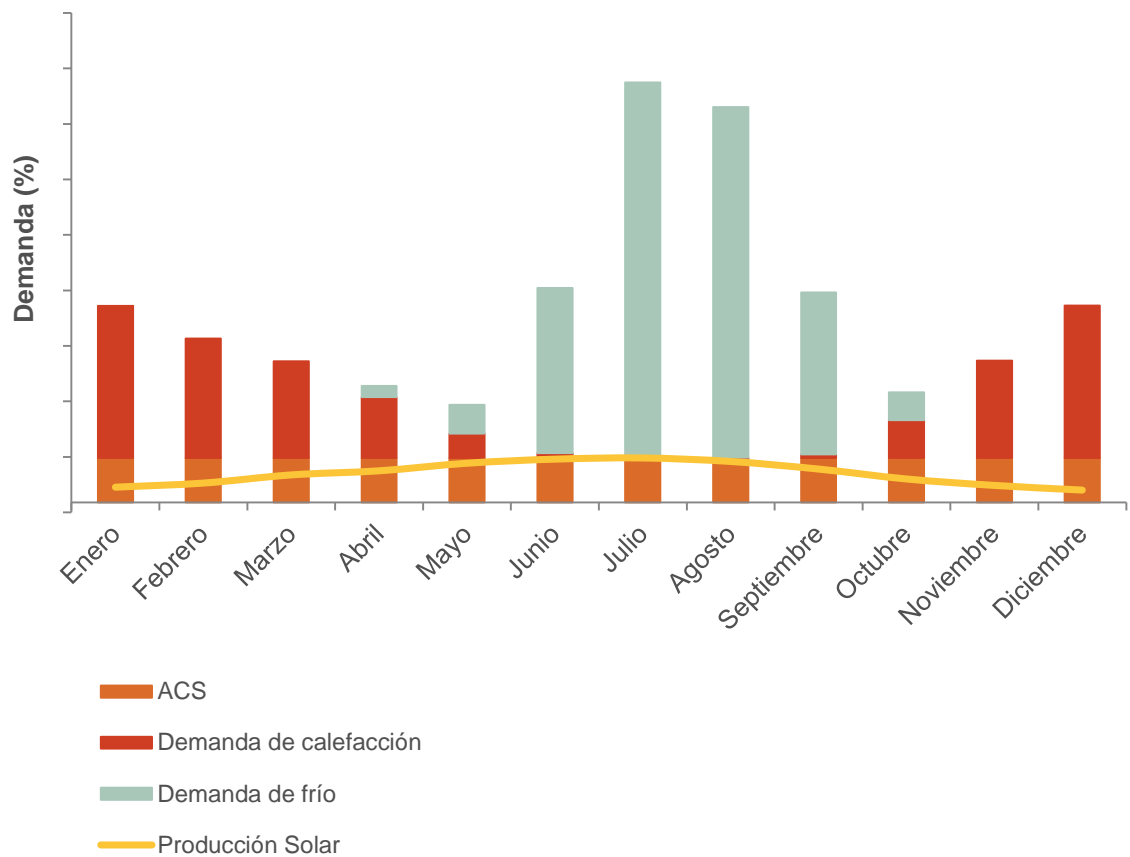


Figura 23: Demanda energética de una red de calor, frío y ACS y el aporte de energía solar de una instalación diseñada únicamente para cubrir la demanda de ACS. Se ha considerado el perfil de irradiación solar de Jaén para calcular la producción solar

## Escenario 2

Otro escenario posible es realizar el diseño de una instalación solar para satisfacer la mayor fracción posible de la demanda de ACS y de calefacción de la red.

En este caso, es necesario disponer de un sistema de almacenamiento estacional ya que durante los meses de verano, cuando la demanda de calefacción es mínima o nula, es cuando existe mayor disponibilidad del recurso solar y, por lo tanto, de producción solar. El sistema de acumulación permite almacenar la energía solar excedentaria en verano para su posterior aprovechamiento durante los meses de invierno.

En este caso, para el correcto diseño de la instalación solar hay que alcanzar una relación adecuada entre la superficie de captación y el volumen del tanque de almacenamiento.

En la siguiente figura se muestra la demanda anual de ACS (columnas naranjas), la demanda de calefacción (columnas rojas) y la demanda de frío (columnas verdes). Se representa mediante una línea amarilla la producción solar de una instalación diseñada para abastecer tanto la demanda de ACS como de calefacción. Durante los meses de mayo a septiembre, existe un excedente de producción solar que debe ser almacenado en un tanque de almacenamiento estacional (columnas verde claro) para su posterior aprovechamiento durante los meses de invierno.

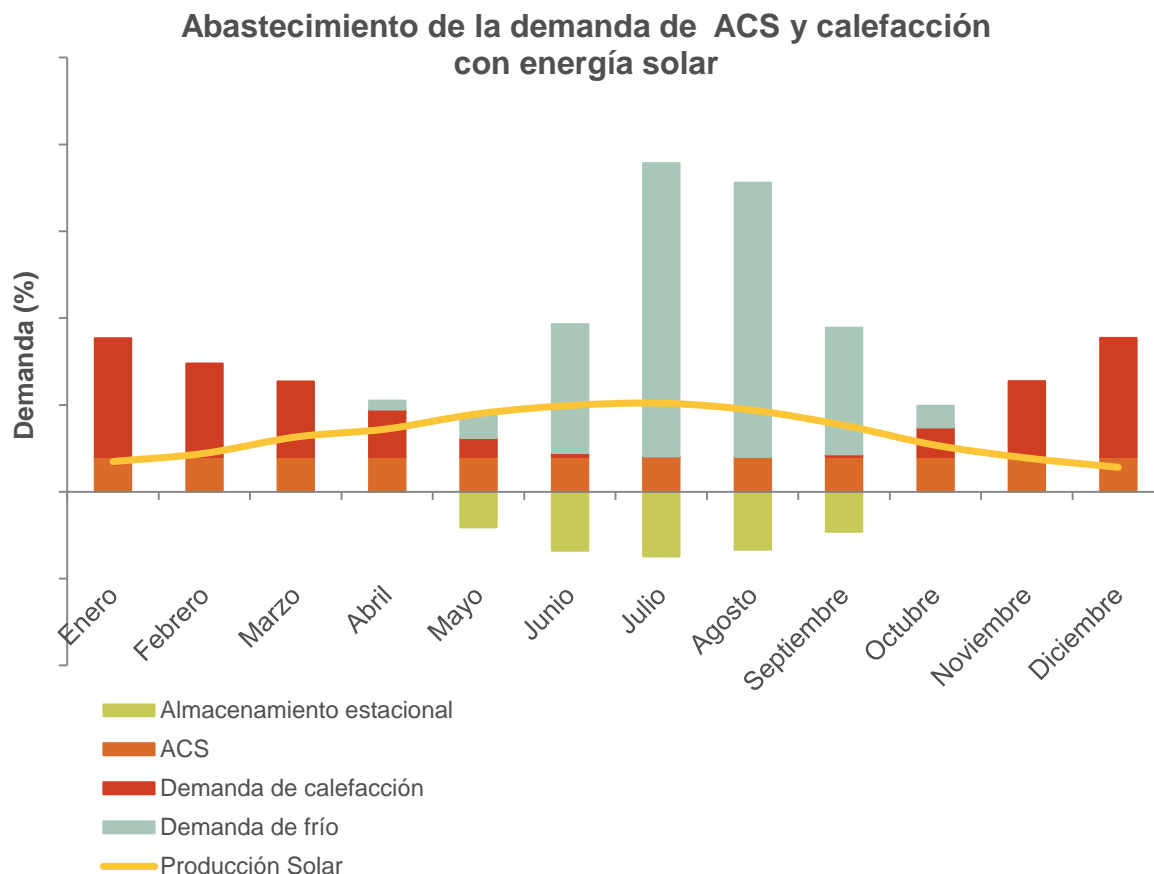


Figura 24: Demanda energética de una red de calor, frío y ACS y el aporte de energía solar de una instalación con almacenamiento estacional diseñada para cubrir la demanda de ACS y de calefacción. Se ha considerado el perfil de irradiación solar de Jaén para calcular la producción solar

La siguiente figura es muy similar a la anterior, con la única diferencia de que se representa el aprovechamiento de la energía solar almacenada durante los meses de verano en los siguientes meses de invierno. La energía almacenada durante los meses de verano en el almacenamiento estacional (columnas verde claro) es utilizada para abastecer la demanda de calefacción durante los siguientes meses de invierno (columnas verde oscuro). En este ejemplo se observa que la energía almacenada durante el verano es suficiente para cubrir la demanda de calefacción de los meses de octubre, noviembre y diciembre e incluso de una parte del mes de enero.

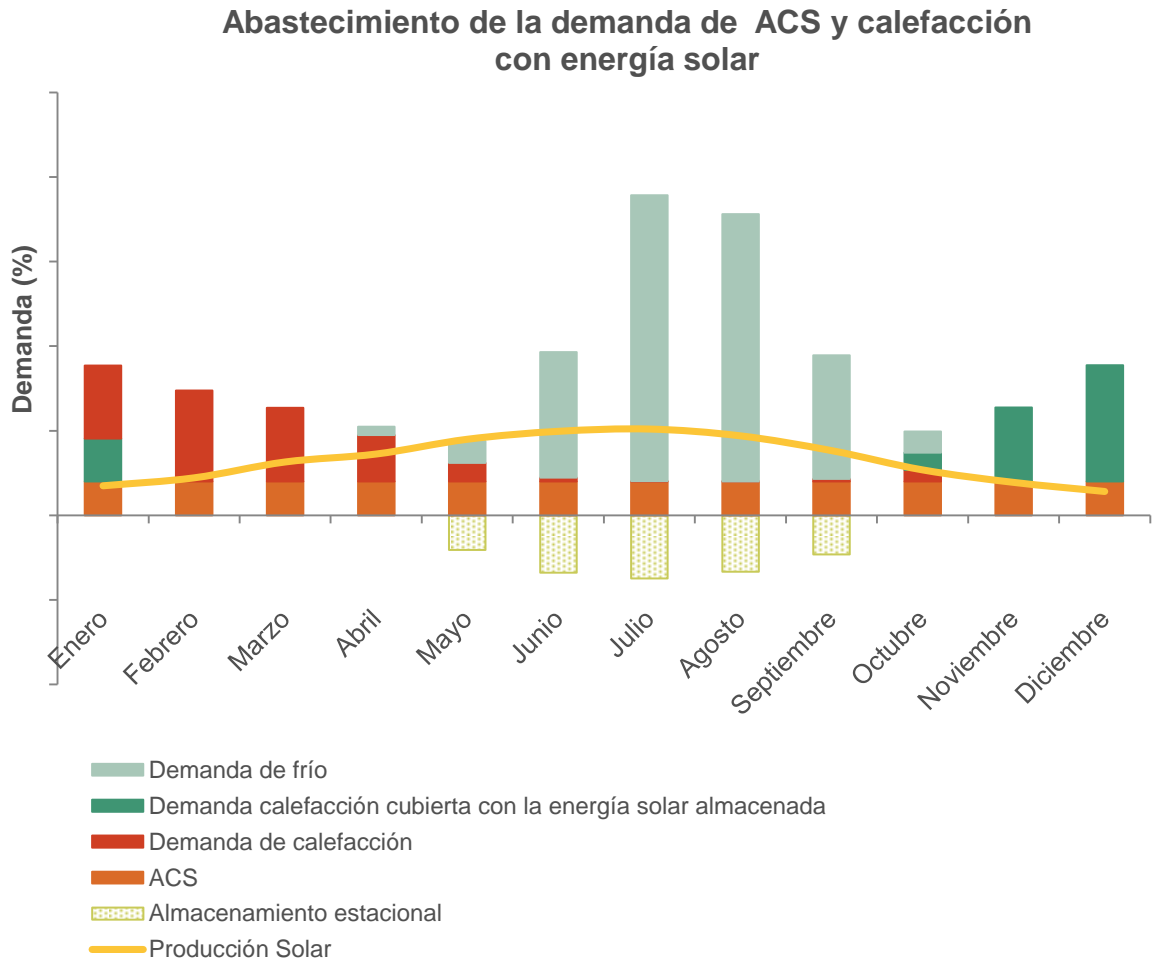


Figura 25: Demanda energética de una red de calor, frío y ACS y el aporte de energía solar de una instalación con almacenamiento estacional diseñada para cubrir la demanda de ACS y de calefacción. Se ha considerado el perfil de irradiación solar de Jaén para calcular la producción solar

### Escenario 3

Por último, se ha tenido en cuenta un tercer escenario en el que se propone abastecer tanto la demanda de ACS y de calefacción como la demanda de frío de la red mediante la instalación solar. En este caso se considera la demanda de frío como una demanda de calor equivalente.

En este escenario no será necesaria la instalación de almacenamiento estacional ya que la demanda de frío tiene lugar durante los meses de verano coincidiendo con los meses

de mayor producción solar. La instalación se diseña de modo que no se produzca excedente de producción solar para ningún mes del año, ya que aunque el perfil de la demanda de calor equivalente tiene sus valores máximos durante los meses de verano, que a su vez coincide con los meses de mayor producción solar, puede haber meses (como los de primavera u otoño), en los que la producción solar pudiera superar la demanda de forma circunstancial.

En la siguiente figura se muestra la demanda anual de ACS (columnas naranjas), la demanda de calefacción (columnas rojas) y la demanda de frío (columnas verdes). Se representa mediante una línea roja la demanda de calor total de la red (ACS + calefacción + calor equivalente de refrigeración). La demanda equivalente a la demanda de frío se calcula asumiendo que las máquinas de absorción productoras de dicho frío tienen un coeficiente de rendimiento medio estacional (SCOP) de 0,6. Se representa con una línea amarilla la producción solar de una instalación diseñada para abastecer esta demanda de calor equivalente.

**Abastecimiento de la demanda de ACS, calefacción y frío con energía solar**

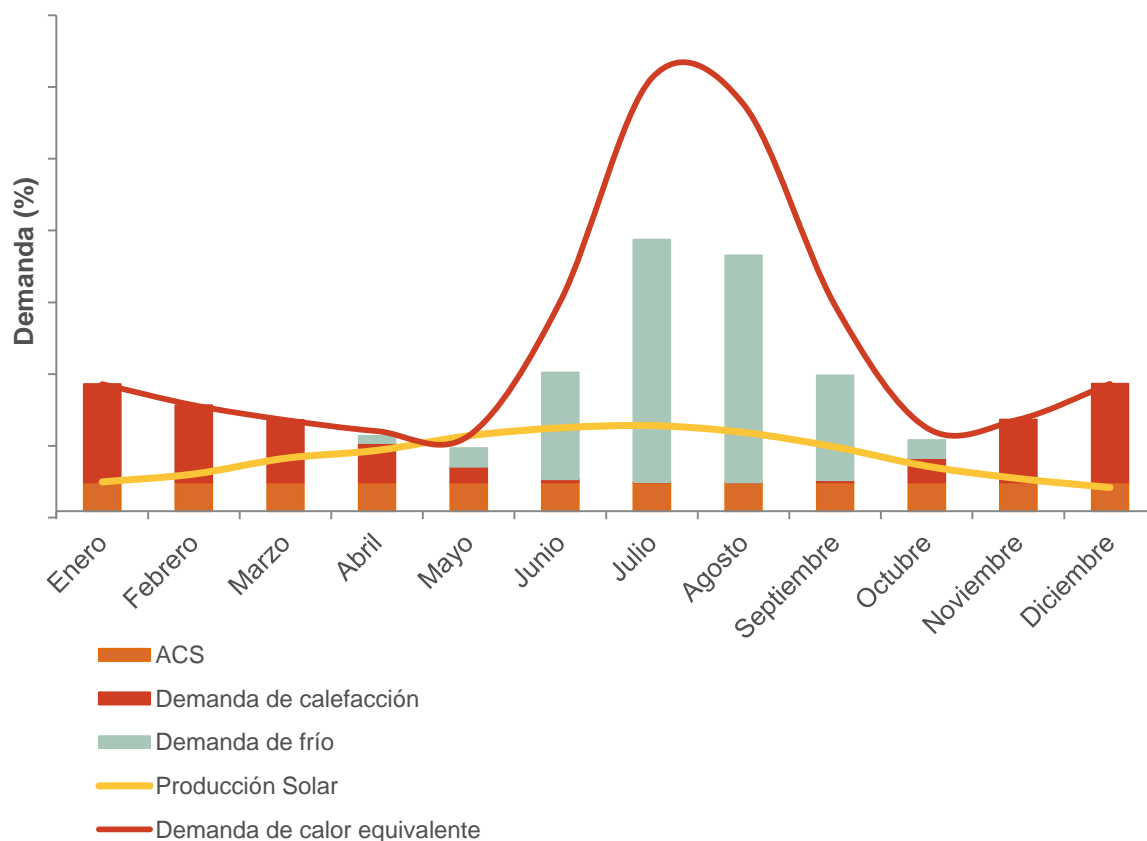


Figura 26: Demanda energética de una red de calor, frío y ACS y el aporte de energía solar de una instalación diseñada para cubrir la demanda de calor equivalente de la red. Se ha considerado el perfil de irradiación solar de Jaén para calcular la producción solar y un COP de las máquinas de absorción para la producción de frío de 0,6.

En este caso, el diseño de la instalación solar está condicionado por el mes de menor demanda de calor equivalente. El sobredimensionamiento de la instalación supondría un excedente de producción de energía durante los meses de menor demanda, que en este escenario, al no disponer de almacenamiento estacional se perdería. Si los periodos

durante los cuales existe exceso de producción no son demasiado largos, en el diseño de la instalación solar se puede asumir que existen ciertas pérdidas energéticas durante ellos, con objeto de alcanzar una mayor cobertura solar anual. El aprovechamiento de la alta producción solar que existiría durante los meses de verano (para satisfacer la demanda de frío) puede compensar las pérdidas de los meses donde las demandas son más bajas.

En el ejemplo mostrado en la Figura 26 el mes de menor demanda de calor equivalente es mayo. Se observa cómo la curva que representa la producción solar está condicionada por el valor de demanda de este mes, donde la fracción solar alcanza el 100%.

## 4.2 Colectores solares de concentración

La tecnología de concentración solar ha visto probada su fiabilidad y eficiencia durante el transcurso de los últimos años a través de las plantas termosolares de producción eléctrica implantadas en el mundo. La primera planta demostrativa PSA (Plataforma Solar de Almería) se construyó en España en Tabernas, Almería en 1983. Posteriormente, desde el año 2004 hasta el 2013, se han instalado 50 plantas que se encuentran en operación y que suponen una potencia de hasta 2.300 MW<sub>e</sub>.

Actualmente, los fabricantes de este tipo de colectores, así como las ingenierías y centros tecnológicos con actividad relacionada con la concentración solar, están buscando aumentar su aplicabilidad para abastecer las demandas térmicas de procesos industriales, redes de climatización y, en general, de cualquier aplicación térmica de media temperatura que justifique su incorporación.

A continuación se analizan algunas de las características propias de este tipo de colectores y el estado de la tecnología de sus principales tipos.

### Aprovechamiento de la irradiación solar directa por los colectores solares de concentración

Los colectores solares de concentración aprovechan solo la componente directa de la irradiación solar de manera que su producción energética solar anual se asemeja bastante al perfil de ésta.

En la Figura 27 se muestra la producción eléctrica asociada a las centrales termosolares instaladas en España. Ésta está directamente relacionada con la irradiación solar recibida, de esta manera, se puede apreciar cómo la curva de producción de energía solar aumenta significativamente los meses de verano llegando incluso a cuadruplicar la producción de los meses de invierno.

En la Figura 28 y en la Tabla 14 se muestran los valores de irradiación global, directa y difusa para Jaén. Si se compara el mes de menor irradiación (diciembre) con el de mayor irradiación (julio), la irradiación directa alcanza un valor 4,33 veces mayor. Sin embargo si se compara con la irradiación solar global, ésta presenta ratios algo menores de hasta 3,55. Esto quiere decir que el perfil anual de irradiación global es más homogéneo que el perfil de irradiación global directa, el cual presenta una forma más prominente en los meses de verano.



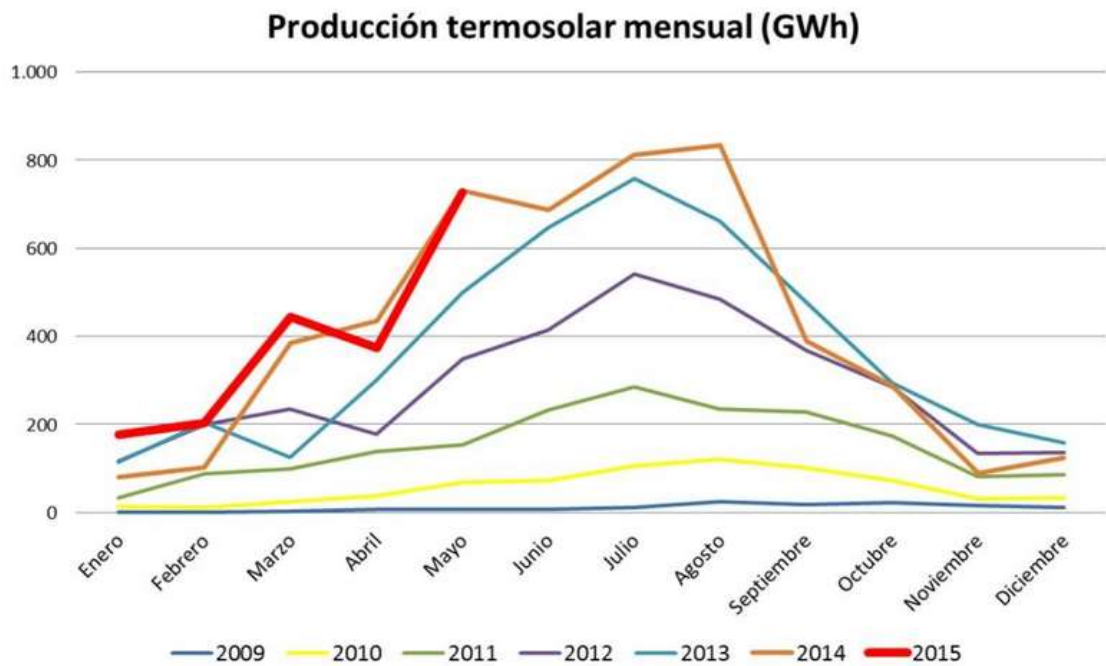


Figura 27: Producción de energía eléctrica termosolar. (Fuente: PROTERMOSOLAR)

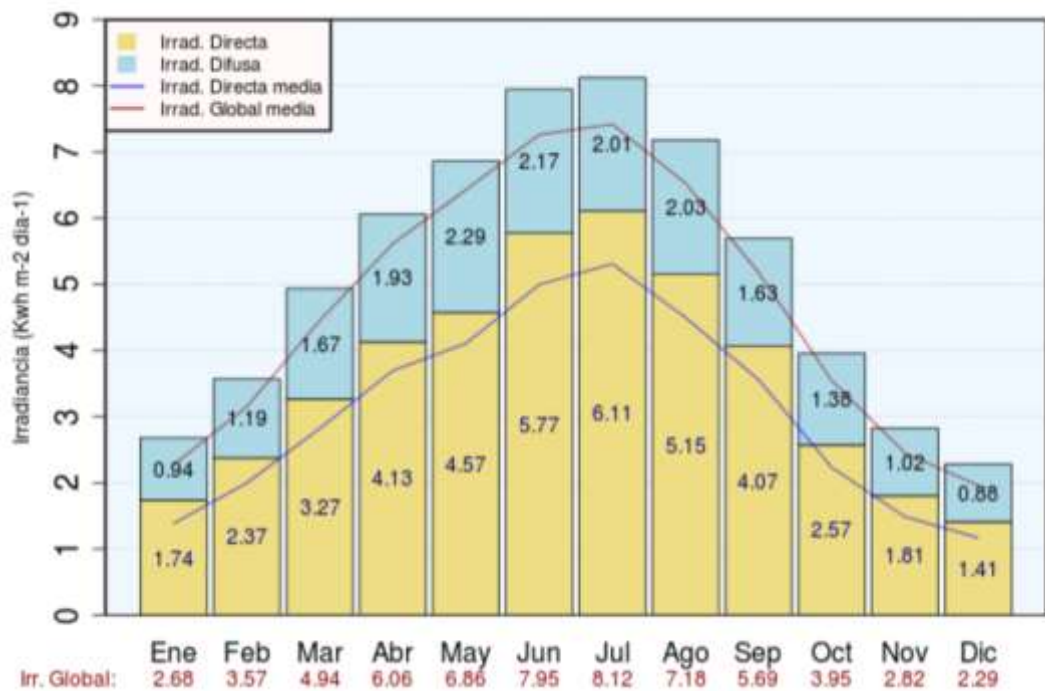


Figura 28: Irradiación solar en Jaén. (Fuente: Atlas de radiación AEMET)

Mes	Irradiación directa (kWh/m <sup>2</sup> día)	Irradiación difusa (kWh/m <sup>2</sup> día)	Irradiación global (kWh/m <sup>2</sup> día)	Irradiación directa sobre global (%)	Irradiación difusa sobre global (%)
Enero	1,74	0,94	2,68	65	35
Febrero	2,37	1,19	3,56	67	33
Marzo	3,27	1,67	4,94	66	34
Abril	4,13	1,93	6,06	68	32
Mayo	4,57	2,29	6,86	67	33
Junio	5,77	2,17	7,94	73	27
Julio	6,11	2,01	8,12	75	25
Agosto	5,15	2,03	7,18	72	28
Septiembre	4,07	1,63	5,7	71	29
Octubre	2,57	1,38	3,95	65	35
Noviembre	1,81	1,02	2,83	64	36
Diciembre	1,41	0,88	2,29	62	38

Tabla 14: Datos de irradiación solar global, directa y difusa de Jaén. (Fuente: Atlas de radiación AEMET)

	Irradiación directa (kWh/m <sup>2</sup> )	Irradiación global (kWh/m <sup>2</sup> )
Valor mínimo	1,41	2,29
Valor máximo	6,11	8,12
Ratio max/min	4,33	3,55

Tabla 15: Ratios de irradiación directa máxima/mínima mensual. (Fuente: Atlas de radiación AEMET)

### Curvas de rendimiento de los colectores solares de concentración

Los colectores solares son equipos generadores de calor que no disponen de un valor de potencia fijo determinado. Su producción térmica depende de la irradiación solar recibida y de las condiciones ambientales de temperatura y viento. Por ello, para determinar cuál es su capacidad de producción, es necesario determinar cuál es su rendimiento instantáneo en función de la irradiación solar, temperatura ambiente y temperatura de trabajo.

De esta manera, cada colector solar se caracteriza mediante una curva cuadrática de rendimiento que se obtiene en laboratorio después de realizar los correspondientes

ensayos. El rendimiento instantáneo ( $\eta$ ) de un captador solar se define según la siguiente fórmula:

$$\eta = \eta_0 - (c_1 + c_2\Delta T) \cdot \frac{\Delta T}{G_T}$$

donde

$$\Delta T = T_m - T_a$$

$\eta_0$ : rendimiento óptico (adimensional)

$c_1$ : coeficiente lineal de pérdida de calor (W/K m<sup>2</sup>)

$c_2$ : coeficiente cuadrático de pérdida de calor (W/K<sup>2</sup>m<sup>2</sup>)

$T_m$ : temperatura media del fluido en el captador (K)

$T_a$ : temperatura ambiente (K)

$G_T$ : irradiación solar global que incide en el captador (W/ m<sup>2</sup>).

Acorde con la fórmula, valores bajos de temperatura ambiente y/o valores altos de la temperatura de trabajo, o temperatura media del colector, disminuirán el rendimiento del captador ya que aumentaran sus pérdidas térmicas.

El factor óptico de la curva de rendimiento de un captador solar se ve afectado por un coeficiente adimensional denominado modificador del ángulo de incidencia (Incidence Angle Modifier, IAM) que se define como el ratio entre el rendimiento óptico del captador cuando la incidencia es normal a la superficie del captador y cuando el Sol incide con un ángulo diferente, es decir, permite modificar el valor del rendimiento óptico cuando la dirección de los rayos solares no es perpendicular al plano del colector.

El ángulo que forman los rayos solares sobre la normal al colector se descompone en dos componentes proyectadas sobre dos planos perpendiculares entre sí denominados plano transversal y longitudinal, según se aprecia en la siguiente figura. De esta manera, el IAM se calcula como el producto de las componentes transversal y longitudinal dado un ángulo de incidencia respecto a dichos planos<sup>21</sup>. Estos ángulos se representan claramente en la siguiente figura donde  $\vartheta_i$  es el ángulo de incidencia,  $\vartheta_T$  es el ángulo de incidencia transversal y  $\vartheta_L$  es el ángulo de incidencia longitudinal.

El procedimiento para la determinación del IAM de un colector plano está normalizado y existen numerosos documentos que lo definen (ASHRAE 93, UNE-EN ISO 9806:2014), sin embargo, no ocurre lo mismo para los captadores de concentración para los que no existe un modelo normalizado.

En el caso de captadores planos, según la norma ISO 9806:2014<sup>22</sup>, para caracterizar los valores de IAM en todo el rango de ángulos de incidencia (desde 0 a 90°) solamente es necesario medir el valor del IAM cuando el ángulo de incidencia es de 50°, sin embargo, para determinar el IAM de los colectores de concentración es necesario medir el valor del IAM para diferentes ángulos de incidencia (20°, 40°, 60°, etc.). El resto de valores de las componentes transversal y longitudinal IAM son extrapolados para todos los ángulos de incidencia.

<sup>21</sup> - McIntire WR. Factored approximations for biaxial incident angle modifiers. Sol Energy 1982. 29:315-22.

- Zambolin E, Del Col D. An improved procedure for the experimental characterization of optical efficiency in evacuated tube solar collectors. Renew Energy 2012. 43:37-46.

<sup>22</sup> ISO. Solar energy - test method for solar collectors - part 1: thermal performance of glazed liquid heating collectors including pressure drop. ISO 9806; 2013.

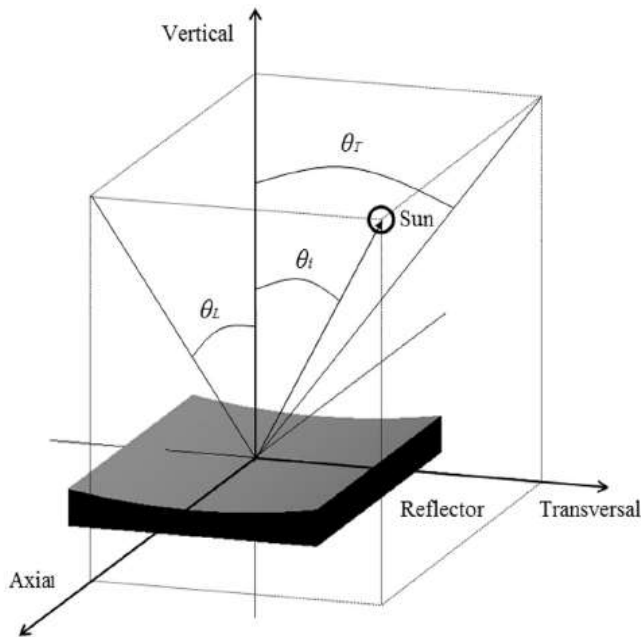


Figura 29: Definición de las componentes del ángulo de incidencia, transversal y longitudinal. (Fuente: Fabienne Sallaberry 2014. Renewable Energy Journal)

Una vez conocidos los datos del IAM (tanto transversal como longitudinal) es posible calcular el rendimiento óptico del colector para un ángulo de incidencia determinado. El rendimiento óptico para un ángulo de incidencia normal a la superficie se corrige con los valores del IAM como se expresa en la siguiente ecuación:

$$\eta_0 = c_0 \cdot k_L \cdot k_T$$

donde

$c_0$ : rendimiento óptico cuando los rayos son perpendiculares a la superficie del captador

$k_L$ : coeficiente longitudinal del IAM para un ángulo de incidencia determinado

$k_T$ : coeficiente transversal del IAM para un ángulo de incidencia determinado

En la Tabla 16 se comparan los datos técnicos obtenidos para una serie de captadores disponibles en el mercado a partir de los cuales se ha calculado el captador de “mejor tecnología disponible” (MTD) de cada tipo, obtenido como el promedio del grupo de captadores con mejores características de rendimiento de cada categoría. Se ha comparado el rendimiento de estos colectores suponiendo que la irradiación solar es perpendicular a la superficie de los colectores, es decir, para el mejor caso posible.

Los datos del captador plano (CP), el captador de vacío (CTV) y el captador de vacío con concentrador CPC (CTV-CPC) han sido tomados de un estudio previo realizado por el IDAE “Estudio Potencial de la Energía Solar Térmica en el sector industrial. PER 2011-2020”. Los datos correspondientes al captador cilindro parabólico (CCP), al captador Fresnel (LFC) y al captador de espejos fijos (FMCL) han sido calculados a partir de la recolección de datos de diferentes fabricantes realizada en este estudio (se explica detalladamente en el apartado 7 del estudio).

Tipo de Captador	Curva de rendimiento		
	$C_0$	$C_1$ W/(m <sup>2</sup> K)	$C_2$ W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )
Captador plano (CP)	0,840	3,6109	0,0110
Captador de tubo de vacío (CTV)	0,783	1,6255	0,0041
Captador de tubo de vacío con concentrador CPC (CTV-CPC)	0,693	0,9215	0,0038
Captador cilindro parabólico (CCP)	0,718	0,5000	0,0005
Captador Fresnel (LFC)	0,667	0,1020	0,0002
Captador de espejos fijos (FMCL)	0,688	0	0,0040

Tabla 16: Datos de los captadores de mejor tecnología disponible (MTD): Curva de rendimiento.

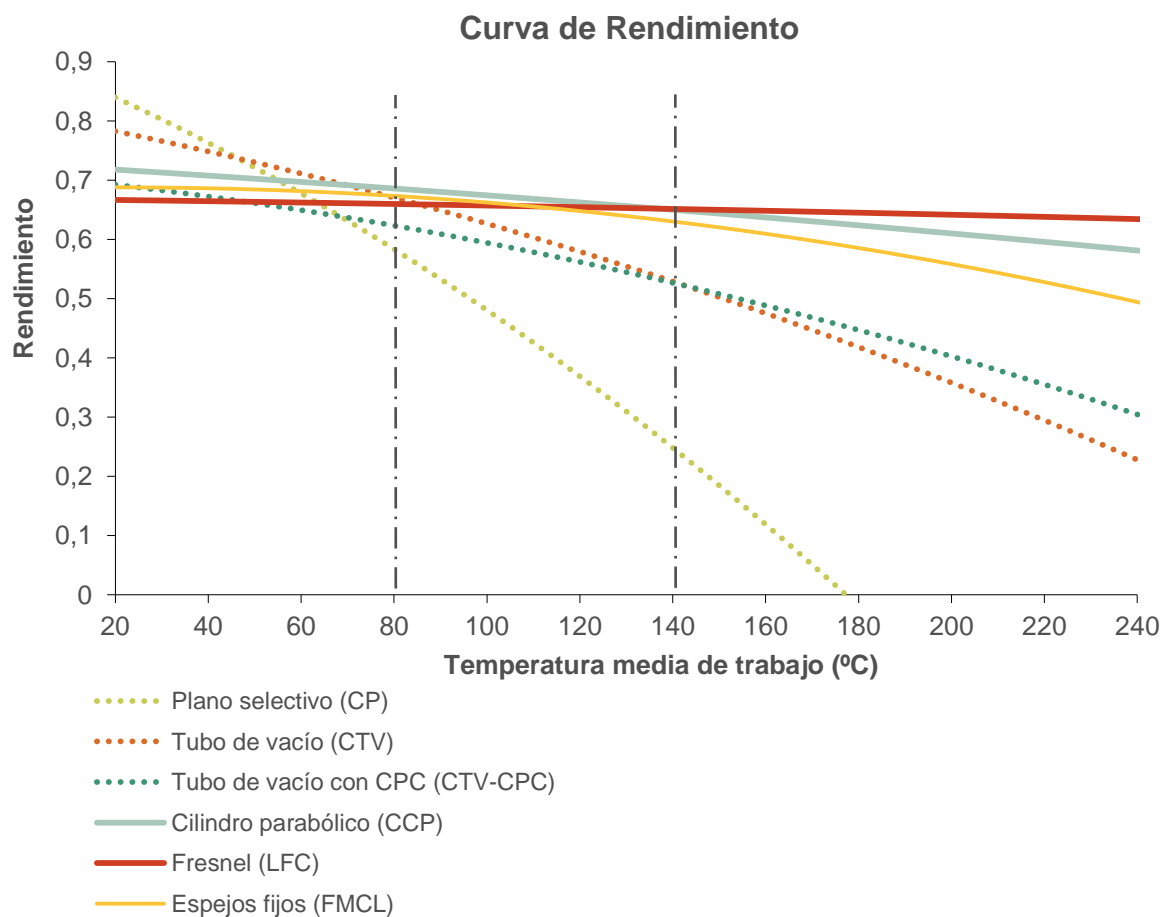


Figura 30: Curva de rendimiento de varios captadores solares (Irradiancia: 1.000 W/m<sup>2</sup>; T<sub>amb</sub> =20 °C; ángulo de incidencia 0 °C)

En la Figura 30 se muestran las curvas de rendimiento correspondientes a las diferentes tecnologías. Para su representación se ha considerado una temperatura ambiente fija de 20 °C y una irradiación global de 1.000 W/m<sup>2</sup>.

Según se aprecia en esta figura, los colectores solares de concentración presentan curvas de rendimiento con pendientes (factores de pérdidas) mucho menores que las curvas de los captadores de baja temperatura y, en menor medida también, con respecto a los colectores de tubo de vacío. Sin embargo los factores ópticos de las tecnologías de concentración son menores que en el resto de casos.

Las curvas de rendimiento de los colectores de concentración presentan por tanto un aspecto mucho más uniforme que las de los captadores planos e incluso que las curvas correspondientes a los captadores de tubo de vacío. La diferencia en rendimiento es más acusada conforme aumenta la temperatura de trabajo, de manera que, a partir de 80 °C el rendimiento de los captadores de concentración es aproximadamente un 10% mayor que el de los captadores planos y, a partir de 140 °C, lo es incluso con respecto a las tecnologías de tubos de vacío, presentando rendimientos aproximadamente un 45% mayores con respecto a los captadores planos y un 15% mayores con respecto a los de tubos de vacío.

Este hecho los convierte en los únicos captadores capaces de suministrar energía a partir de determinados niveles de temperatura de trabajo ya que el resto de tecnologías no dispone de curvas de rendimiento tales que les permita alcanzar ese umbral, o si lo hacen, dan producciones energéticas específicas (kWh/m<sup>2</sup>) muy bajas.

A la vista de lo establecido anteriormente, se deduce que variaciones de la temperatura de trabajo pueden alterar el rendimiento de los captadores. En la Figura 31 se muestra, mediante un factor corrector ( $R_t$ ), la influencia que la temperatura de operación de una red de distrito puede tener sobre el rendimiento de captadores solares planos y de tubo de vacío.

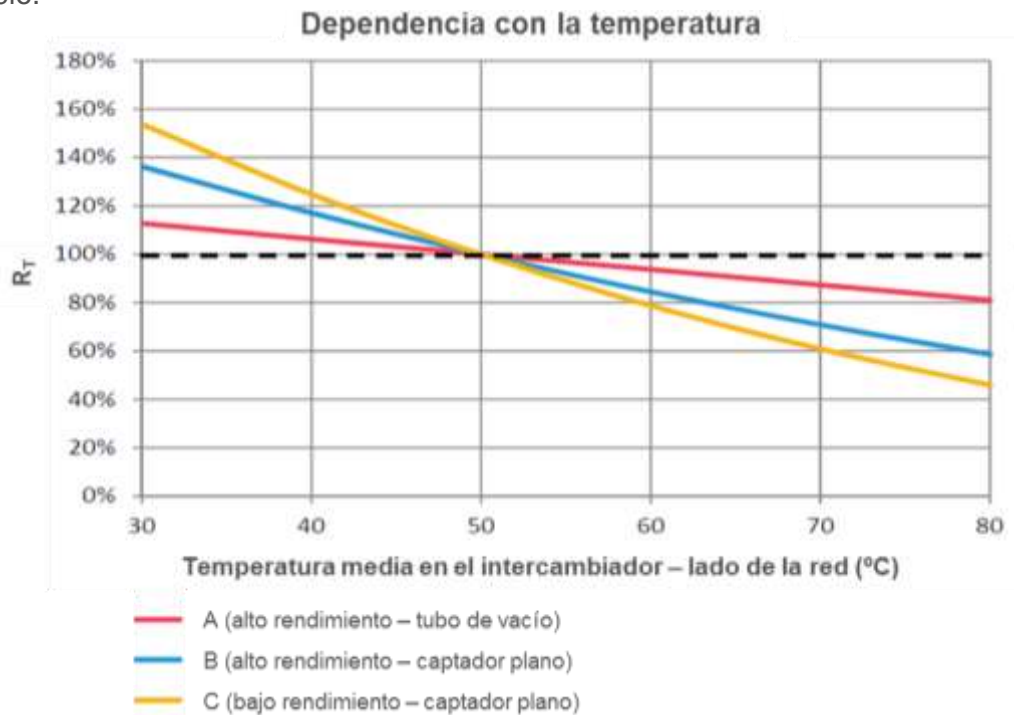


Figura 31: Influencia de la temperatura de operación de una red en el rendimiento de los captadores. (Fuente: SDHC Guidelines)

Se aprecia que el funcionamiento de los colectores de baja temperatura depende fuertemente de la temperatura de la red. Este efecto es menor en el caso de utilizar captadores solares de concentración cuyas curvas de rendimiento tienen menor pendiente que las de los de tubos de vacío.

Acorde con este gráfico, un aumento de la temperatura de utilización de la red de 5 °C puede suponer una reducción de la producción solar de un 10% en el caso de los captadores planos.

### **Adaptación de los colectores solares de concentración a la edificación e industria para aplicaciones térmicas**

Los colectores solares de concentración empleados habitualmente en la producción de electricidad son colectores de grandes dimensiones, que pueden llegar a ser de hasta cientos de metros cuadrados. La incorporación de este tipo de colectores en entornos urbanos o industriales puede representar cierta complejidad ya que su implantación requeriría de grandes superficies. La adaptabilidad de este tipo de colectores para su uso sobre cubiertas de edificaciones o como elementos de sombreado en pérgolas, etc., es un factor importante a tener en cuenta, ya que la ubicación sobre el suelo puede exigir un importante coste de alquiler del terreno o simplemente puede no estar disponible.

Existen colectores que se han adaptado especialmente para poder satisfacer la demanda térmica de edificios e industrias. Son colectores que incorporan la experiencia adquirida hasta la fecha en captadores de menor tamaño que resultan más fácilmente integrables en entornos urbanos e industriales, además, dado que las necesidades constructivas de este tipo de captadores no tienen por qué ser tan exigentes como los captadores para aplicaciones eléctricas, los materiales empleados pueden permitir alcanzar costes más competitivos.

### **Tecnologías solares de concentración**

Actualmente existen diversas tecnologías solares de concentración que podrían utilizarse para la generación de calor de media temperatura. Dentro del marco del análisis tecnológico a efectuar en este estudio se van a tener en cuenta las siguientes:

- Captadores cilindro parabólicos (CCP)
- Colectores lineares Fresnel (LFC)
- Ultra alto vacío (UHV)
- Captador solar con espejo fijo (FMCL)
- Discos parabólicos (DP)

No obstante, como se verá más adelante, no todas estas opciones serán seleccionadas para ser simuladas.

#### **4.2.1 Colectores cilindro parabólicos**

Los colectores cilindro parabólicos (CCP) concentran la irradiación solar directa, mediante superficies reflectantes, en un absorbedor que es el encargado de transformar la irradiación solar en energía térmica. Los espejos se disponen sobre una estructura de sección parabólica y geometría cilíndrica y el absorbedor se sitúa sobre la línea focal de la parábola.

Para garantizar que la máxima irradiación solar incide sobre el absorbedor es necesario que se dote al sistema de un mecanismo de seguimiento que permita el giro del colector sobre su propio eje longitudinal. En el caso de los CCP, la componente transversal del ángulo de incidencia ( $\vartheta_T$ ), definida anteriormente en la Figura 29, coincide con la normal del colector debido a que el reflector y el absorbedor se mueven de forma solidaria, lo que asegura que los rayos solares están siempre contenidos en el mismo plano en el que se encuentra ubicado el absorbedor. Es decir, el IAM de un CCP se define únicamente mediante la componente longitudinal del ángulo de incidencia ( $\vartheta_L$ )

La concentración de irradiación directa sobre el absorbedor puede llegar a ser de hasta 80 veces la irradiación recibida sobre la superficie de apertura<sup>23</sup>. Los CCP se pueden ubicar orientando su eje en dirección Norte-Sur o Este-Oeste.

Existen diferentes tipos de absorbedor, de manera que, en función del tipo empleado, el rendimiento del colector puede variar de manera importante. Habitualmente éstos están formados por tubos de vidrio cuyo eje lo forma un tubo de cobre o de acero inoxidable por el que circula el fluido caloportador y, que a su vez, suele estar recubierto de un tratamiento selectivo que optimiza la absorción de irradiación solar. En el espacio entre la tubería y el vidrio se puede efectuar el vacío, lo cual aumenta en gran medida el rendimiento de este tipo de colectores.



Figura 32: Colectores solares cilindro parabólicos. (Fuente: ABSOLICON)

Los colectores solares cilindro parabólicos empleados en las centrales solares termoeléctricas pueden destinarse también a la generación de vapor en procesos industriales, climatización de edificios o en redes de calefacción y refrigeración, no obstante, como se ha mencionado anteriormente, se han desarrollado colectores especialmente diseñados para la producción de energía térmica en entornos de edificios. Éstos son normalmente de construcción más sencilla y compacta que los destinados a la producción de electricidad, para poder ser integrados con mayor facilidad en entornos urbanos, edificación, industrias, etc. Suelen tener una apertura menor, menor altura y, en general, son más ligeros y fáciles de transportar y ensamblar por un número reducido de operarios. De esta manera se facilita la instalación de grandes superficies sobre el terreno o incluso sobre cubiertas de edificios o industrias.

La producción de los espejos curvos necesarios para este tipo de colectores es el aspecto crítico en lo que se refiere a dificultad de ejecución y costes. Su implantación

<sup>23</sup> La superficie de apertura es la superficie a través de la cual la irradiación solar no concentrada es admitida en el captador. (UNE-EN ISO 9488:2001).



puede requerir de un uso extensivo de superficie disponible, en función de la orientación que se le dé al campo. Los colectores podrán precisar de cierta distancia entre filas para evitar su sombreadamiento. El mantenimiento y la limpieza de los espejos que conforman el reflector pueden resultar complejos y precisarán de cierto espacio entre las sucesivas filas para poder acceder de forma adecuada a sus superficies. El grado de ensuciamiento, no obstante, depende de las condiciones ambientales del emplazamiento en el que se ubiquen.

Los espejos de los colectores cilindro parabólicos les confieren un peso considerable que las estructuras, sistemas de seguimiento y apoyos deben ser capaces de soportar. Su superficie está más expuesta a la acción del viento por lo que requiere de una estructura suficientemente resistente que sea capaz de soportar esa carga.

En cuanto a su rendimiento, las temperaturas que los CCP pueden alcanzar dependen en gran medida de sus características físicas, tipo de absorbedor, fluido caloportador utilizado, factor de concentración, materiales utilizados, etc.

Una ventaja a la hora de utilizar este tipo de sistemas de concentración que emplea sistemas de seguimiento solar es que éste puede desorientarse respecto de la posición del Sol e impedir la captación de irradiación solar directa en el caso de que no exista demanda (acumulación solar satisfecha) y/o sea preciso realizar una parada de emergencia.



*Figura 33: Colectores solares cilindro parabólicos. (Fuente: SOLTIGUA)*

Los esfuerzos en cuanto a la optimización de costes de este tipo de tecnologías se centran en la búsqueda de materiales alternativos al vidrio para su uso como superficies reflectantes. Algunas de estas alternativas incluyen sustratos poliméricos recubiertos de plata, aluminio pulido de alta reflectividad, láminas de aluminio sobre soportes de fibra de vidrio, etc. El principal inconveniente de utilizar materiales que no sean vidrio es poder garantizar su durabilidad a la intemperie.

En cuanto a sus posibilidades de integración, normalmente solo los modelos mejor adaptados para integración arquitectónica pueden ser ubicados en cubiertas de edificios, los de mayor tamaño precisan de sistemas de sujeción pesados y voluminosos por lo que su ubicación en tejados resulta complicada. Este tipo de colectores se suelen denominar micro cilindro parabólicos y a pesar de ser más flexibles y presentar ciertas ventajas en

cuanto a su posibilidad de integración en entornos urbanos, suelen presentar rendimientos menores que el resto de CCP.

Uno de los aspectos críticos en la utilización de este tipo de tecnologías es el punto de unión entre el circuito hidráulico y el tubo absorbedor, ya que debido al sistema de seguimiento, el absorbedor está en continuo movimiento y, por tanto, es necesario realizar una unión giratoria y articulada entre el circuito, que se encuentra fijo y el absorbedor móvil. Esta unión puede presentar problemas de estanqueidad y su construcción presenta una enorme complejidad debido a que debe ser capaz de soportar temperaturas muy altas.

Hoy en día, existen numerosas empresas que están investigando e invirtiendo en variantes de este tipo de captadores, por ejemplo, uno de los últimos diseños que se encuentran en el mercado se compone de una serie de estructuras modulares sencillas y robustas de rápido ensamblaje. Este diseño se basa en la descomposición en tramos de parábola de distintas distancias focales, de los cuales se hacen coincidir sus puntos focales. Con ello se consigue crear dos aperturas en el seno del captador por el cual el viento puede circular libremente, disminuyendo las pérdidas por desenfoque debido a las cargas de viento. Además su tamaño es relativamente pequeño y requiere de menor altura geométrica.

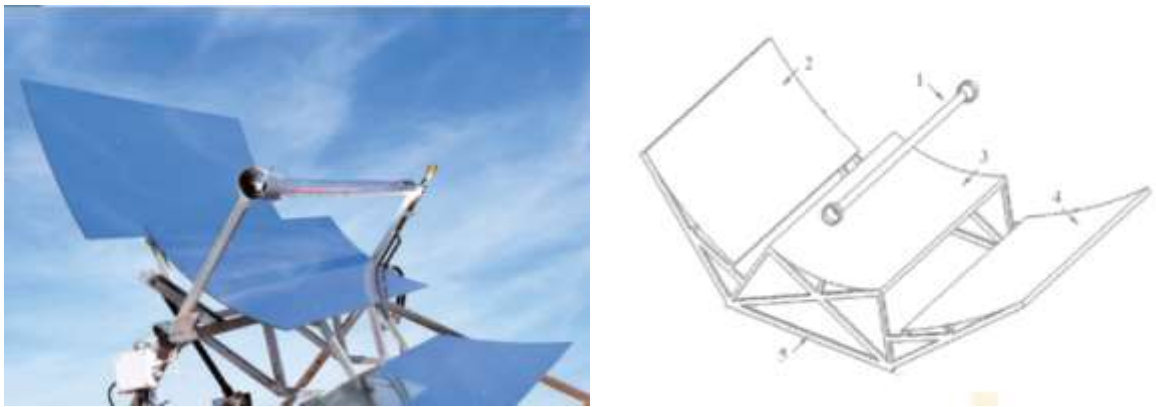


Figura 34: Captador cilindro parabólico modular de EMANsolar. (Fuente: EMANsolar)



Figura 35: Campo de captadores cilindro parabólicos. Tecnología EMANsolar (Fuente: EMANsolar)

#### 4.2.2 Colectores lineales de Fresnel

Los colectores lineales de Fresnel (LFC) tienen un principio de funcionamiento muy similar al de los cilindro parabólicos solo que, en este caso, el reflector parabólico se divide en espejos planos situados en un plano paralelo al suelo. Cada espejo debe girar sobre su eje longitudinal para realizar el seguimiento solar y concentrar la irradiación en el receptor solar.

El receptor se compone de un tubo absorbedor que, en algunos casos, va acompañado de un espejo secundario donde se hace una segunda reflexión sobre la parte posterior del tubo.

El absorbedor a su vez, puede estar compuesto por un tubo de vacío similar al descrito en el caso del CCP visto anteriormente o se puede encapsular en el reflector secundario mediante la colocación de un vidrio enfrentado al reflector primario. Con ello se consigue disminuir las pérdidas y mejorar el rendimiento del colector como ocurre al emplear tubos de vacío.

En el caso de los colectores solares de Fresnel, el absorbedor no se mueve de forma solidaria al reflector, ya que son los espejos los que giran siguiendo al Sol, quedando el tubo absorbedor fijo. El sistema reflector dispone de motores que hacen girar los espejos para seguir la trayectoria del Sol. Los motores pueden hacer girar de manera individual cada espejo o pueden hacerlos girar todos a la vez de forma solidaria.



*Figura 36: Colector de Fresnel. (Fuente: SOLTIGUA)*

Los colectores de Fresnel presentan las dos componentes del ángulo de incidencia: la longitudinal y la transversal, debido a que en este caso el reflector y el absorbedor no se mueven de forma solidaria.

El factor de concentración depende de la geometría del captador y del tipo de receptor utilizado, pudiendo llegar también a alcanzar valores de hasta 80 respecto a la superficie del reflector. Las temperaturas de trabajo, al igual que en los CCP, dependen de sus características constructivas y de los parámetros de rendimiento.

Una variante dentro de esta tecnología son los colectores compactos lineales de Fresnel (CCLF) que disponen de dos receptores o absorbedores en lugar de uno. En este caso el receptor no se compone de un tubo y un segundo reflector, sino de un conjunto de tubos encapsulados en una estructura que dispone de un vidrio en la cara enfrentada al reflector. La posibilidad de reflejar en dos receptores en lugar de en uno permite disponer de mayores superficies reflectantes por colector ya que estos se pueden aproximar más entre sí sin que se proyecten sombras y permite obtener campos más compactos.

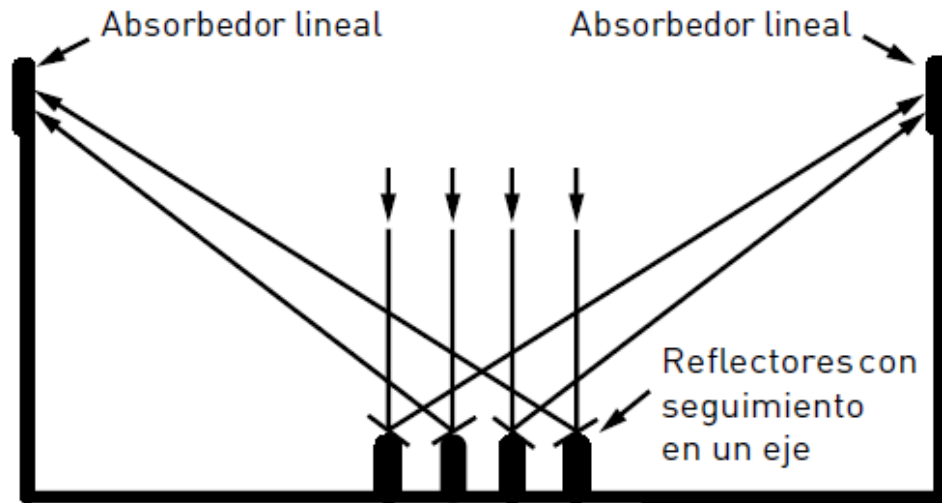


Figura 37: Esquema de un campo de CCLF con filas de receptores orientadas a distintos receptores para minimizar sombras y bloqueos. (Fuente: Estudio de potencial de energía solar termoeléctrica IDAE)

Al igual que ocurre con los captadores cilindro parabólicos, una ventaja a la hora de utilizar sistemas de concentración que emplean sistemas de seguimiento solar es que éstos pueden interrumpir el aporte solar dado el caso de que no exista demanda o sea preciso realizar una parada de emergencia.

El potencial de optimización de los colectores de Fresnel se centra en el aspecto económico. La utilización o no de tubos de vacío en el absorbedor es uno de los aspectos que pueden abaratar significativamente su coste, ya que para obtener las temperaturas necesarias para los procesos térmicos más habituales no siempre se justifica su utilización.

Por lo tanto, aunque hay líneas de investigación dirigidas a la mejora de la absorción de los receptores añadiendo reflectores adicionales para mejorar su rendimiento, donde se están centrando los mayores esfuerzos es en disminuir sus costes incrementando la sencillez de construcción de los receptores que actualmente se utilizan.

Las principales diferencias con respecto a los CCP son:

- Resulta más sencillo construir espejos planos que curvos, aunque su ensamblaje "in situ" es más complejo, al tener que curvar cada uno de los espejos individualmente.
- Precisan superficies algo menores de implantación ya que no existen tantos problemas de sombreado entre filas de colectores.

- La calidad de los espejos reflectores de los Fresnel no suele ser tan elevada como en el caso de los CCP y su limpieza, dependiendo del tipo de colector, puede ser más sencilla que en el caso de los CCP.
- Los colectores de Fresnel están también menos expuestos a la acción del viento por lo que sus estructuras resultan más sencillas y ligeras.
- La posición fija del tubo absorbedor evita la necesidad de articular las uniones hidráulicas y, por tanto, reducen los problemas anteriormente mencionados de estanqueidad.
- Los concentradores suelen tener una altura elevada respecto a la posición del reflector, del orden de los 4 o 5 metros, lo que supone mayores pérdidas al final del colector (parte de los rayos incidentes en la zona final del reflector se pierde al ser reflejada).

Actualmente existen numerosas líneas de investigación y mejora de la tecnología Fresnel. Algunos fabricantes europeos están realizando grandes esfuerzos de investigación y desarrollo para conseguir mejores modelos, más eficientes y compactos. Por ejemplo, para aplicaciones industriales de generación de vapor industrial se ha desarrollado un modelo cuyos espejos son significativamente más estrechos que los espejos convencionales, lo que ofrece una instalación con una elevada densidad de espejos por unidad de superficie y, por tanto, una solución modular adaptable a las necesidades de cada sector industrial. Su modularidad y compacidad son ideales para su instalación en azoteas de edificios industriales, cuentan con un peso por unidad de superficie reducido y un perfil de contacto al viento muy bajo. Por otro lado, los colectores se suministran como conjuntos prefabricados, ensamblados y calibrados durante su producción, lo que supone una reducción de los costes de montaje e instalación.



*Figura 38: Sistema lineal Fresnel. Panel CSP (Concentrated Solar Power) de Fresnex. (Fuente: Fresnex GmbH)*

### **4.2.3 Colectores de concentración de espejos fijos**

Los colectores solares de concentración de espejos fijos (FMCL) emplean espejos estáticos formados por varios segmentos curvos (reflector) y un receptor móvil o

absorbedor que se desplaza sobre una trayectoria circular para buscar el foco de las parábolas formadas por el reflector.

Una parábola solo tiene un punto (foco) donde la radiación incidente es normal a la superficie, sin embargo, dado un ratio suficientemente grande de distancia focal por apertura<sup>24</sup>, la dispersión de la radiación en el equipo se puede mantener en un área muy reducida para los distintos ángulos que forme el Sol con respecto al captador.

El camino recorrido por la zona en la que se concentra la irradiación solar es una trayectoria circular, lo que permite que el tubo receptor pueda ser guiado fácilmente por un brazo articulado. De esta manera, los rayos solares son mayoritariamente reflejados hacia el receptor sin necesidad de mover todo el sistema, sino solamente mover el receptor. Esta particularidad permite una fácil integración del sistema en la cubierta de edificios ya que se evita el movimiento de la parte más pesada de la instalación, que es el reflector. En este caso los espejos permanecen fijos.

El ángulo del receptor  $\theta_r$  es el ángulo entre el eje que une el receptor con su eje rotacional y el eje de la parábola, como se observa en la Figura 39 (b). El receptor se orienta con una posición  $2\theta_r$ , siendo  $\theta_r$  el ángulo de incidencia sobre el plano transversal del reflector.

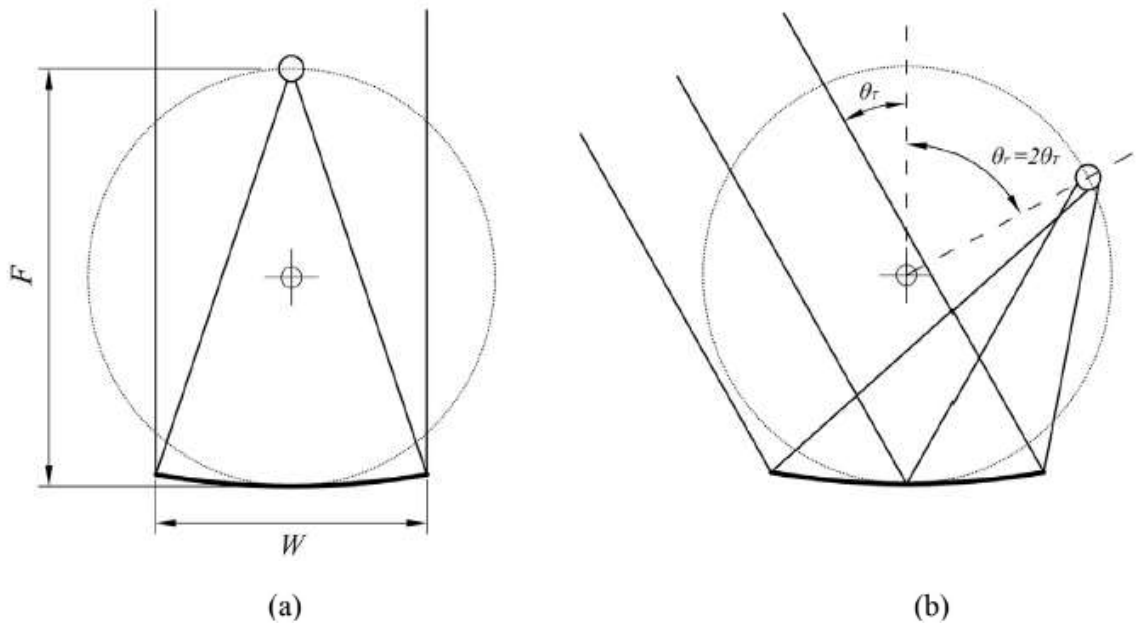


Figura 39: a) Parábola con alto ratio  $F/W$  que enfoca los rayos solares con incidencia normal sobre el receptor y b) misma parábola con alto ratio  $F/W$ , enfocando los rayos solares sobre el receptor con un ángulo de incidencia de  $\theta_r=30^\circ$ . (Fuente: Fabienne Sallaberry 2014. Renewable Energy Journal)

Los espejos están diseñados para optimizar la concentración independientemente de la posición del Sol. Los factores de concentración son menores que en el caso de los CCP y LFC, siendo en este caso del orden de 15.

<sup>24</sup>  $F/W$  en la Figura 39 donde  $F$  es la distancia focal y  $W$  la apertura.

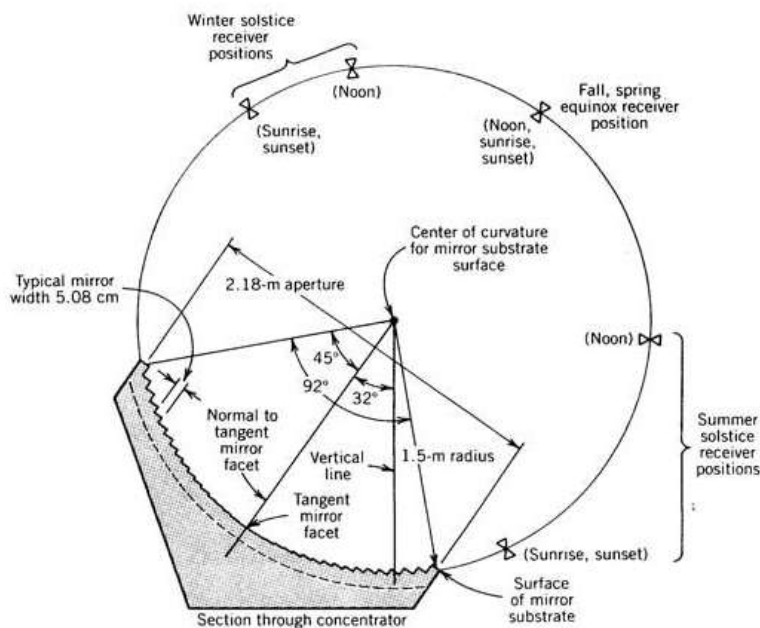


Figura 40: Colector solar de concentración de espejos fijos. Se muestra la posición anual y diaria del receptor. (Fuente: Fabienne Sallaberry 2014. Renewable Energy Journal)

Los colectores FMCL pueden alcanzar hasta 200 °C de temperatura. Son relativamente ligeros y sencillos de instalar in situ. En algunos modelos los colectores se apoyan sobre una estructura de panel tipo sándwich que puede emplearse como cubierta aislante de un edificio.



Figura 41: Colector CCStar. Instalación del Instituto del Corcho en Mérida. (Fuente: TSC)

En la Figura 42 se muestra el colector CCStar V2 que está formado por 32 espejos parabólicos compuestos por láminas de aluminio pulido, distribuidos en 8 filas con 4 espejos en cada una. El receptor está formado por tubos de vacío montados sobre una estructura móvil que sigue al Sol según una trayectoria circular para optimizar la focalización de los rayos sobre el receptor. El área de apertura de todo el concentrador es

de 37,4 m<sup>2</sup> y el ratio de concentración es 14,4 (apertura del reflector / apertura del receptor).

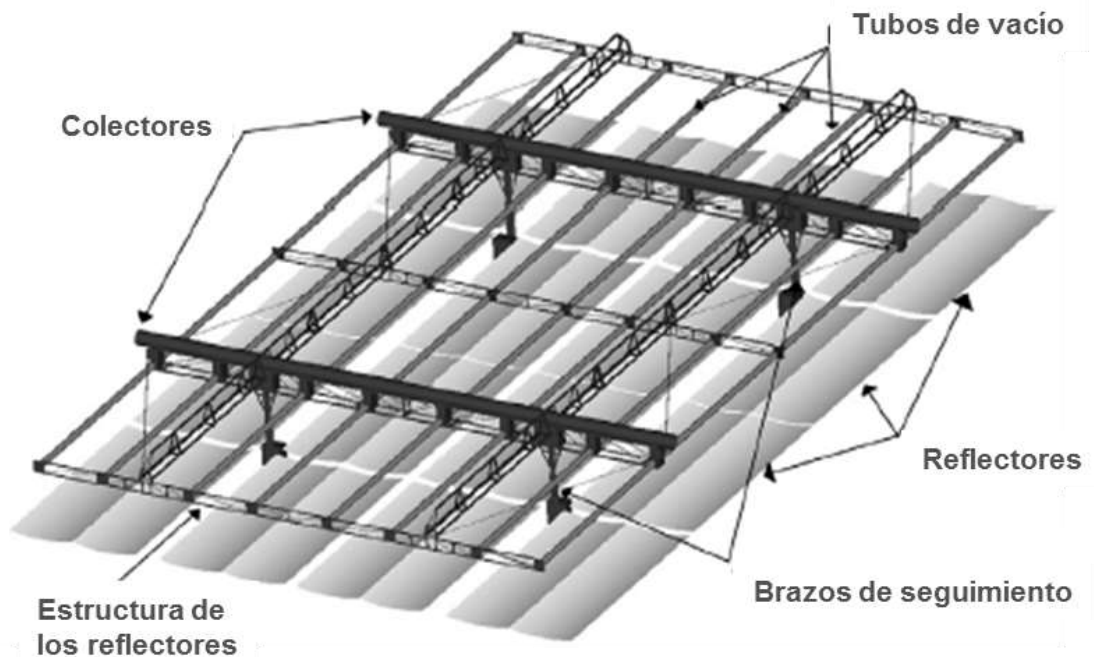


Figura 42: Imagen en 3D del modelo CCStar donde se muestran sus principales elementos.  
(Fuente: Fabienne Sallaberry 2014. Renewable Energy Journal)

Se suelen instalar con cierta inclinación para conseguir un mayor aprovechamiento de la energía solar durante todo el año. El ángulo de inclinación a proporcionar depende de la latitud del emplazamiento aunque habitualmente suele ser de al menos 10 o 15° como mínimo para evitar la acumulación de suciedad y para conseguir una mayor producción energética.

#### 4.2.4 Colectores de Ultra Alto Vacío

Los colectores de ultra alto vacío (UHV) son colectores solares planos donde se ha efectuado el vacío en su interior ( $10^{-8}$  mbar) que es mantenido en el tiempo gracias a una bomba Getter que se encuentra alojada en su interior. Presentan superficie acristalada por ambos lados.

Existen diversas configuraciones posibles donde el colector puede venir acompañado de reflectores concentradores cilíndricos que aumentan la captación de irradiación con relaciones de concentración que van de 2 a 4. Tienen pérdidas térmicas muy bajas y pueden alcanzar temperaturas de hasta 400 °C. Presentan un buen rendimiento a temperaturas de hasta 200 °C.

Los colectores UHV son fijos y, por tanto, no disponen de elementos móviles ni de sistema de seguimiento. Se benefician tanto de la radiación directa como de la difusa, al igual que lo haría un captador plano convencional de baja temperatura o de tubo de vacío.





Figura 43: Captador de ultra alto vacío – UHV. (Fuente: SRB)

#### 4.2.5 Otras tecnologías de concentración

Los colectores de disco parabólico (DP) son superficies concentradoras de forma parabólica que concentran la energía solar en el punto focal. Tienen un sistema de seguimiento de dos ejes, lo que les permite seguir en todo momento la posición del Sol (el sistema de seguimiento se explica detalladamente en el siguiente apartado; 4.4 Orientación de los captadores). Requieren de superficies de implantación extensas y de estructuras de soporte de alta calidad, debido a su volumen y al sistema de seguimiento.

Aunque tradicionalmente se ha vinculado este tipo de sistemas a la generación de energía eléctrica existen ya a nivel internacional diversos casos en los que se han usado para generación de energía térmica, como por ejemplo pequeños concentradores discos parabólicos que se destinan a la producción de agua caliente sanitaria generando calor a media temperatura.

Otros ejemplos de tecnologías de concentración con usos directos como fuente de generación de calor son:

- En el hospital de Goraj<sup>25</sup>, en el estado de Gujarat, al oeste de India, existe una instalación de 100 discos parabólicos tipo Scheffler de 12,5 m<sup>2</sup>. Cada uno alimenta con vapor a una máquina de absorción de doble efecto para climatización que anteriormente funcionaba con calderas de biomasa.

El disco parabólico Scheffler tiene un seguimiento de un solo eje. Sus espejos reflectores tienen una superficie reflectante flexible que es capaz de cambiar su curvatura para adaptarse a las variaciones estacionales del ángulo de incidencia de la luz solar. Estos reflectores tienen un punto focal fijo y son capaces de alcanzar temperaturas de hasta 450 a 650 °C.

<sup>25</sup> <http://solarthermalworld.org/content/india-two-160-m2-solar-dishes-supply-steam-new-delhi-sheraton-hotel>



Figura 44: Sistema de aire acondicionado con discos parabólicos tipo Scheffler en India.  
(Fuente: Solarthermalworld)

- En el tejado del hotel Sheraton de Nueva Delhi<sup>26</sup>, India, hay una instalación compuesta por dos discos Arun de 160 m<sup>2</sup> cada uno, que genera vapor a 170 °C para su uso en la lavandería, la cocina y otras aplicaciones que requieren calor. Estos discos están formados por numerosos espejos parabólicos Fresnel. El colector receptor se encuentra en el centro del disco y convierte el agua que circula por su interior en vapor a 8 bar de presión.



Figura 45: Discos Arun. (Fuente: SOLARPOWER - izquierda; Solarthermalworld – derecha)

En el siguiente cuadro se resumen las principales ventajas e inconvenientes de las tres primeras tecnologías de concentración descritas:

<sup>26</sup> <http://solarthermalworld.org/content/solar-thermal-based-air-conditioning-system-proves-itself-india>

Tecnología	Ventajas	Inconvenientes
Colectores cilindro parabólicos (CCP)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Buen rendimiento óptico del equipo.</li> <li>- Altas relaciones de concentración.</li> <li>- Tecnología muy desarrollada y bien implantada en el ámbito comercial de generación eléctrica.</li> <li>- Producción diaria más estable que otras tecnologías de concentración.</li> <li>- Puede desorientarse respecto de la posición del Sol e impedir el aporte de irradiación solar directa.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solo hacen uso de la irradiación directa, por lo que necesitan sistema de seguimiento.</li> <li>- La producción de espejos curvos es más compleja que la de espejos planos.</li> <li>- Superficie de implantación extensa para evitar problemas de sombras entre filas.</li> <li>- Complejo mantenimiento y limpieza de espejos.</li> <li>- Estructura soporte adecuada para soportar el peso de los espejos y cargas del viento.</li> <li>- Los de mayor tamaño precisan de sujeciones de tal envergadura que su ubicación en cubierta resulta compleja.</li> </ul>
Colectores lineales de Fresnel (LFC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bajos costes de fabricación de los espejos (espejos planos).</li> <li>- Menores superficies de implantación ya que no existen problemas de sombreado entre las diferentes filas de colectores.</li> <li>- Fácil limpieza.</li> <li>- Estructura sencilla y ligera.</li> <li>- Escasa exposición a cargas de viento.</li> <li>- Juntas de unión hidráulicas fijas por lo que tienen menores problemas de estanqueidad.</li> <li>- Sistema de seguimiento sencillo y menos costoso al tener que mover espejos de menor tamaño.</li> <li>- Puede desorientarse respecto de la posición del Sol e impedir el aporte de irradiación solar directa.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solo hacen uso de la irradiación directa, por lo que necesitan sistema de seguimiento.</li> <li>- Complicado ensamblaje e instalación del sistema al tener que curvar cada uno de los espejos individualmente in situ.</li> <li>- Si las filas de espejos se mueven de forma individual, se precisa de un motor de seguimiento para cada una de ellas, lo que aumenta el coste de la instalación.</li> <li>- Limpieza complicada si los espejos se mueven de forma conjunta mediante un único dispositivo de seguimiento.</li> <li>- Menor rendimiento óptico que un CCP debido a menores exigencias constructivas del reflector y a la influencia de las dos componentes del ángulo de incidencia: longitudinal (similar al comportamiento de CCP) y transversal.</li> <li>- Pérdidas de final de colector mayores que en CCP, pues el receptor está a mucha mayor distancia del reflector primario.</li> </ul>
Colectores de espejos fijos (FMCL)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ligeros.</li> <li>- Sencillos de instalar en tejados de edificios con posibilidad de integración arquitectónica.</li> <li>- Sistema de seguimiento sencillo y menos costoso al no tener que mover espejos.</li> <li>- Diseño modular y escalable.</li> <li>- Bajas cargas por viento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solo hacen uso de la irradiación directa, por lo que necesitan sistema de seguimiento.</li> <li>- Baja relación de concentración.</li> <li>- Menor rendimiento que otras tecnologías de concentración.</li> <li>- Vida útil de operación baja en operaciones prácticas.</li> <li>- Tecnología poco desarrollada.</li> <li>- Baja implantación en el mercado y poca experiencia operativa.</li> </ul>

Tabla 17: Comparación de las tecnologías solares de concentración consideradas en el estudio

### 4.3 Tecnología de refrigeración solar

Existen diferentes maneras de producir frío a partir de energía térmica. Las tecnologías más habituales son las máquinas de absorción y adsorción. Su funcionamiento se basa en diferentes conceptos técnicos, mecanismos de absorción y de adsorción respectivamente. Dentro de las tecnologías de absorción existen dos tipos principales de máquinas, las de simple efecto y las de doble efecto.

Las tecnologías solares de concentración pueden alimentar a máquinas de absorción de doble efecto que precisan mayores temperaturas de activación y funcionan con rendimientos que pueden llegar a duplicar el rendimiento de las de simple efecto (coeficientes estacionales EER de 1,2 frente a 0,6), es decir, que se trata de máquinas de mayor eficiencia que producen 1,2 kWh de frío por cada kWh de calor suministrado por la instalación.

Proceso	Absorción		Adsorción
Etapas	simple efecto	doble efecto	simple efecto
Absorbente - Refrigerante	bromuro de litio - agua agua - amoníaco		gel de sílice - agua
Tª del generador	80 °C – 110 °C	140 °C – 160 °C	60 °C – 95 °C
Alimentación	Agua caliente o sobrecalentada	Agua o vapor sobrecalentado	Agua caliente
COP	0,6 - 0,8	0,9 – 1,2	0,4 – 0,7
Disponibilidad del mercado	< 35 kW mercado incipiente	>100 kW amplio mercado	< 50 kW (ejemplo: Sortech)
	35 kW - 100 kW algunos fabricantes		50 – 350 kW (ejemplo: Mayekawa)
	>100 kW amplio mercado		70 – 1220 kW (ejemplo: Nishiodo)
Fabricantes	Climatewell, Sonnenklima, Schucö, Yazaki, Broad, EAW, Carrier, Trane, York, LG Machinery, Sanyo-McQuay, Entropie, Thermax, ...		Sortech, Mayekawa, Nishiodo
Colectores solares utilizables	Colectores planos de superficie selectiva	CCP (colectores cilindro-parabólicos)	Colectores planos de superficie selectiva
	Tubos de vacío		Tubos de vacío
	CPC (colector plano con concentrador cilindro parabólico compuesto)		CPC (colector plano con concentrador cilindro parabólico compuesto)

Tabla 18: Características principales de las actuales enfriadoras térmicas del mercado. (Fuente: AIGUASOL S.C.C.L)

En el gráfico que se muestra a continuación se ve cómo varía el rendimiento de los diferentes tipos de máquinas en función de la temperatura de agua caliente de entrada, así como sus temperaturas mínimas de activación. Las máquinas de adsorción se activan a partir de muy baja temperatura: las máquinas de absorción de simple efecto alcanzan su máximo COP en torno a los 90 °C y las máquinas de absorción de doble efecto lo hacen a partir de unos 140 °C, temperaturas fácilmente alcanzables por instalaciones solares de concentración.

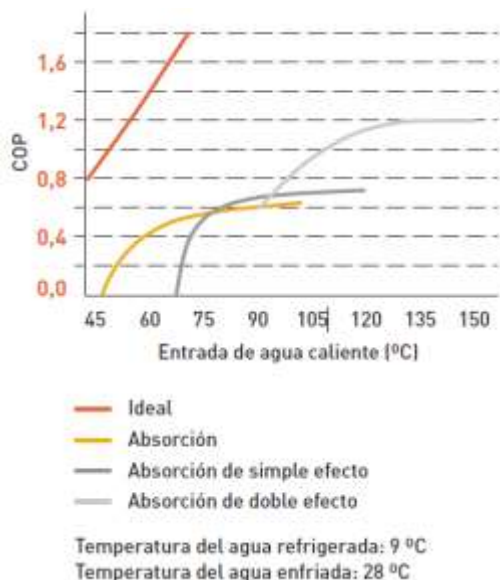


Figura 46: Curvas de ejemplo del coeficiente de rendimiento COP para diferentes tecnologías enfriadoras de absorción y la curva límite para un proceso ideal. Las curvas se muestran en función de la temperatura operativa y para un nivel de temperatura constante de agua enfriada y refrigerante. (Fuente: Evaluación del potencial de Climatización con energía solar térmica. IDAE)

En el siguiente gráfico se superponen las curvas de rendimiento de diferentes tecnologías de captación solar en función de la temperatura de trabajo, sobre los umbrales de funcionamiento de temperatura de las diferentes tecnologías de generación de frío analizadas. En él se aprecia cómo las máquinas de absorción de doble efecto solo pueden ser alimentadas por tecnologías que incorporan sistemas de concentración.

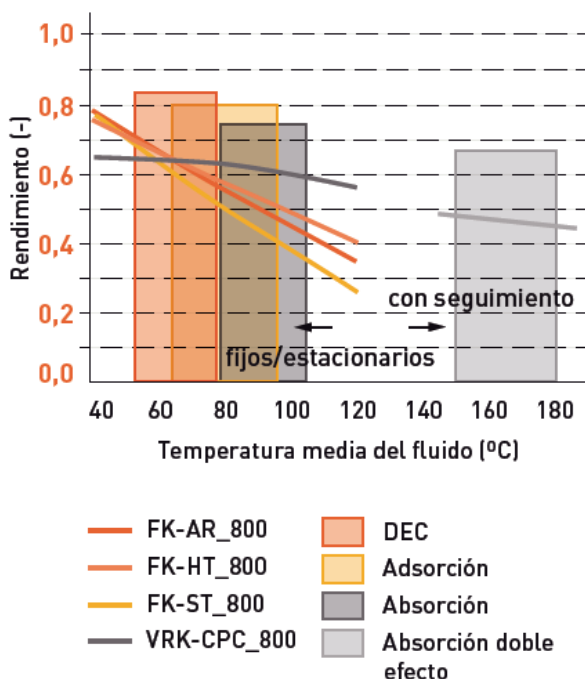


Figura 47: Curvas típicas de eficiencia de captadores estacionarios, calculadas desde parámetros relativos al área de apertura de los captadores. Las curvas están trazadas para temperatura ambiente de 25°C y nivel de irradiancia 800 W/m². (Fuente: Evaluación del potencial de Climatización con energía solar térmica. IDAE)

FK-AR: captador plano, 1 cubierta de vidrio, con capa antirreflectante  
FK-HT: captador plano, 1 cubierta de vidrio, película barrera de convección, aislamiento mejorado  
FK-ST: captador plano, producto estándar  
VRK-CPC: captador con tubo de vacío, flujo de masa directo, tipo Sydney con reflector externo CPC

Muchas redes de calefacción y refrigeración se alimentan de fuentes de calor residual procedentes de sistemas de generación exteriores a la generación de la red o bien de fuentes de energía renovable, por lo que es relativamente frecuente encontrar en ellas máquinas de absorción que aprovechan estas fuentes de energía para la producción de frío. De esta manera, dependiendo de los perfiles de demanda de la red y del coste de la energía residual, puede resultar interesante analizar la viabilidad de abastecer ambas demandas.

#### 4.4 Orientación de los captadores

Los captadores solares de concentración reflejan sobre la superficie del absorbedor la radiación solar directa que incide en el reflector. Para ello, deben realizar el seguimiento de la trayectoria solar de manera que la superficie reflectora siempre se encuentre orientada hacia el Sol, garantizando así que la incidencia de los rayos solares resulte lo más perpendicular posible a ella.

Dado que la posición del Sol varía a lo largo del día y que la trayectoria solar varía diariamente durante todo el año, la única forma de garantizar la perpendicularidad de la incidencia de los rayos solares sobre el reflector es mediante un sistema de seguimiento de dos ejes. Un seguidor solar de dos ejes es un dispositivo que, por un lado, permite seguir la trayectoria del Sol desde que sale por el Este hasta que se pone por el Oeste, es decir, de forma azimutal, y que además sigue su trayectoria en altura desde que éste sale, hasta que se pone, pasando por su cenit al mediodía solar. De esta forma se consigue captar un porcentaje mucho más elevado de energía solar que si los colectores tuvieran una posición fija. Este es el caso de los discos parabólicos.

En el caso de los colectores cilindro parabólicos, Fresnel y de espejos fijos, el seguimiento se realiza en un solo eje, es decir, efectuando un único movimiento de rotación que puede seguir la trayectoria solar de forma azimutal, de Este a Oeste, o bien puede realizar el seguimiento de la altura solar.

La definición geométrica y constructiva de este tipo de captadores es la que hace que técnicamente sea muy difícil realizar el seguimiento en dos ejes, ya que por su construcción, el foco de concentración es un eje y no un punto.

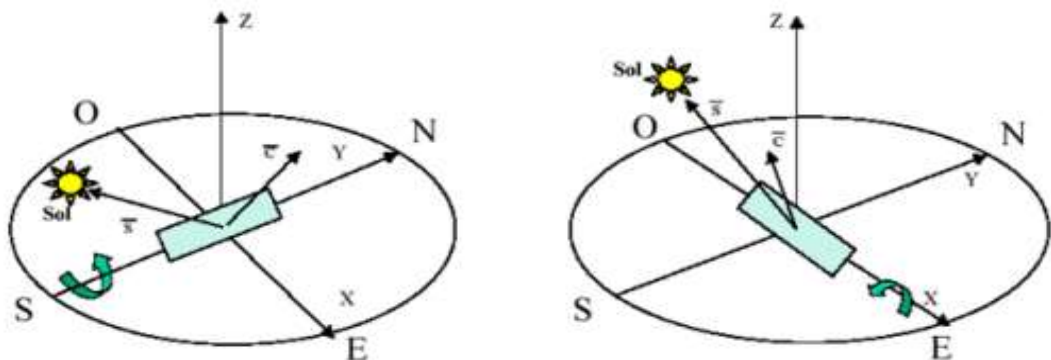


Figura 48: Posibles orientaciones del eje de giro de un colector. La figura de la izquierda corresponde a una orientación N-S y la de la derecha a una orientación E-O. (Fuente: CIEMAT)

Los colectores pueden orientarse con su eje de giro en dirección Norte-Sur o Este-Oeste. Si la orientación es Norte-Sur el seguimiento solar es de Este a Oeste, es decir, siguiendo su trayectoria de forma azimutal. Si la orientación del colector es Este-Oeste el

seguimiento solar se hace conforme a la altura solar. La Figura 48 muestra gráficamente estas dos orientaciones.

El ajuste de la posición angular del colector propio de la orientación Este-Oeste es menor que en el caso Norte-Sur, ya que la altura solar describe un ángulo menor que el azimut. La altura solar viene dada por la siguiente expresión:

$$\text{Altura solar} = 90^\circ - \text{latitud}(\circ) \pm \text{declinación}(\circ)$$

Para una latitud de  $40^\circ$ , la altura solar puede alcanzar hasta  $74^\circ$  y el azimut describe un arco que alcanza los  $240^\circ$  en el solsticio de verano.

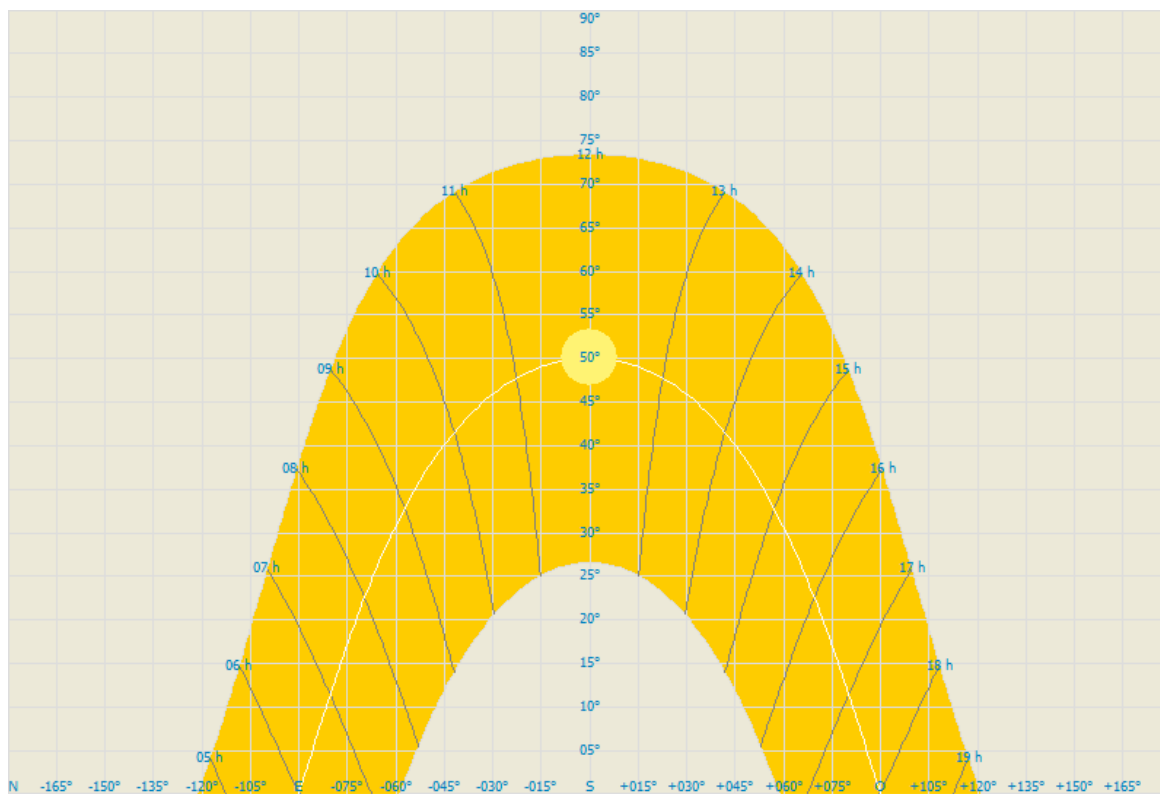


Figura 49: Trayectoria solar en latitud  $40^\circ$ . Altura solar máxima y mínima de  $73,5$  y  $26,5^\circ$  respectivamente. (Fuente: CENSOLAR Programa CENSOL 5)

La energía térmica suministrada diariamente por un colector orientado Norte-Sur varía considerablemente a lo largo del año, pudiendo ser hasta tres veces mayor en verano que en invierno, dependiendo de la latitud y las condiciones atmosféricas del lugar. Sin embargo, estas variaciones son mucho menores para una orientación Este-Oeste, lo que permite tener un aporte térmico más estable durante todo el año. No obstante, la energía total suministrada anualmente por un colector orientado Norte-Sur es mayor que la suministrada por un colector orientado Este-Oeste.

Por lo tanto, con una orientación Este-Oeste se consigue una generación de energía solar menor, pero más homogénea a lo largo del año.

La elección de una orientación u otra depende del tipo de aplicación a abastecer y del perfil de demanda. La producción solar debe tender a adaptarse de la mejor manera posible al perfil de demanda.

En el caso de colectores que concentran la radiación directa sobre una línea focal orientados en dirección Norte-Sur, el absorbedor puede estar desplazado respecto al reflector en dirección longitudinal (Figura 50), saliéndose de su proyección horizontal de manera que pueda captar los rayos incidentes en la parte norte del reflector, ya que de otra manera esta radiación reflejada se perdería. Estas pérdidas al final del colector son mayores para ángulos acimutales grandes, lo que ocurre en las primeras y últimas horas del día.

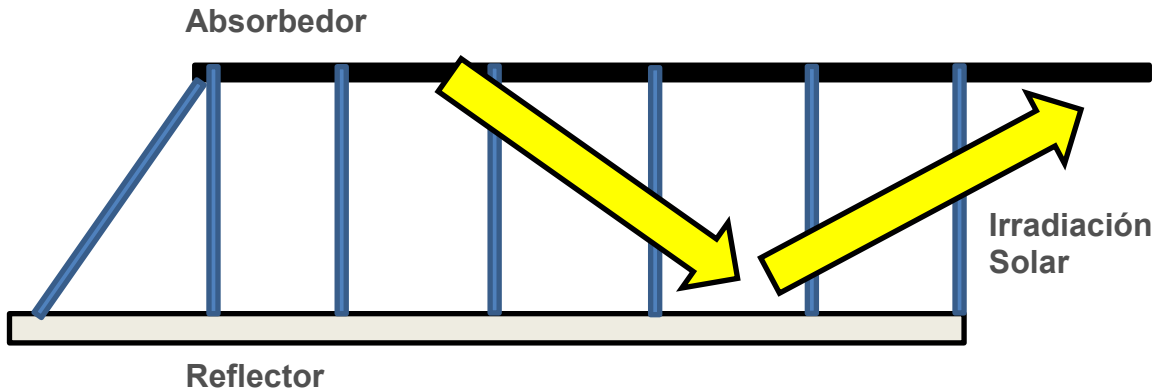


Figura 50: Esquema de incidencia de la irradiación solar en el extremo del colector

#### 4.5 Fluido de trabajo

Existen dos tipos de fluidos caloportadores que suelen emplearse habitualmente en instalaciones solares de concentración: agua y aceite térmico. Cada uno de ellos presenta ventajas e inconvenientes. A continuación se exponen algunas de ellas.

El agua es un fluido cuya obtención no supone un elevado coste, dispone de un alto calor específico, no es tóxica, no es inflamable y su utilización no requiere de un mantenimiento específico, sin embargo, el agua puede congelarse en invierno, a altas temperaturas puede ser muy corrosiva y aumenta mucho su presión cuando se trabaja a temperaturas superiores a 100 °C, lo que hace aconsejable limitar su utilización a una temperatura próxima de 150 o 200 °C para poder trabajar a presiones manejables (4 a 14 bar respectivamente). Para el uso de vapor de proceso de forma directa en industrias se puede emplear agua desmineralizada. Las instalaciones solares de concentración que operan con agua a una temperatura superior a 100 °C, trabajan con agua sobrecalentada, lo que requiere la presurización del circuito para que ésta permanezca en estado líquido.

El aceite térmico puede alcanzar temperaturas de más de 300 °C sin alcanzar presiones demasiado elevadas. Su calor específico es menor que el del agua y algunos tipos de aceites pueden tener puntos de congelación elevados, próximos a los 10 °C. Para evitar su congelación se emplean sistemas auxiliares que calientan, mediante sistemas de traceado, el conjunto de tuberías que componen el circuito. Existen algunos tipos de aceite con menores puntos de congelación, inferiores a 0 °C, pero de elevado coste. Los sistemas que emplean aceite térmico precisan de su inertizado para evitar incendios y explosiones, además existe el riesgo de contaminación en caso de vertidos o fuga.



Riesgo que aumenta en grandes instalaciones solares donde el trazado de tuberías recorre grandes distancias. El aceite térmico precisa de cierto mantenimiento, filtrado, limpieza, etc., que habitualmente encarecen el coste de explotación de la planta.

Las instalaciones solares de concentración suelen ubicarse en zonas de alta irradiación directa, las cuales a su vez suelen estar ubicadas en zonas de bajo riesgo de heladas. Por lo tanto, es muy común poder emplear agua como fluido de trabajo sin necesidad de utilizar aditivos anticongelantes. Esto supone una ventaja ya que estos aditivos en ocasiones se degradan al someterse a altas temperaturas incrementando su acidez.

En cualquier caso, al igual que ocurre en los sistemas convencionales solares de baja temperatura, existen otros sistemas de protección anti-heladas donde el sistema de control, en función de la temperatura exterior, pone en funcionamiento las bombas de circulación. Este sistema utiliza el calor acumulado en los depósitos o en la propia red para evitar que el fluido contenido en los colectores se congele, funcionando de manera inversa a como hace habitualmente para producir calor. En el caso de redes, la posibilidad de emplear su propio calor para evitar la congelación está supeditada a la existencia de una demanda de calor durante el periodo de tiempo en el que se puedan producir las mínimas temperaturas.

#### **4.6 Acumulación adaptada a tecnologías solares de concentración**

Las instalaciones solares térmicas, sean de baja o media temperatura, por norma general deben incluir cierto volumen de acumulación de inercia. Su función principal es acumular la energía producida por el campo solar que no se consume de forma simultánea a su generación, bien porque no existe demanda en ese instante, porque la generación no llega a alcanzar la temperatura mínima establecida para el suministro o bien porque ésta se supera ampliamente generando un excedente de energía. Esto último ocurre principalmente durante los meses de verano en los que las condiciones de irradiación incrementan la producción de energía solar.

Existen dos tipos de almacenamiento, dependientes de la duración del desacople entre producción y demanda. El almacenamiento a corto plazo se emplea en aquellos casos en los que existe un desfase entre generación y consumo de horas o días, mientras que si éste se produce durante meses, se opta por un almacenamiento estacional, de mayor capacidad. Este último es habitual cuando la demanda del sistema abastecido es únicamente de calor, de forma que el máximo de producción se obtiene durante los meses de verano, cuando la demanda cae considerablemente, y es necesario almacenar este excedente para abastecer las necesidades energéticas durante el invierno.

Las instalaciones solares normalmente actúan como un sistema de precalentamiento y su acumulación se suele conectar en serie con el sistema auxiliar de acumulación o de generación de calor. De esta manera se aporta toda la energía disponible aunque ésta no esté a un nivel térmico adecuado para su uso. La instalación de generación convencional tendría posteriormente que elevar la temperatura desde el punto alcanzado por la instalación solar hasta la consigna de uso.

En otras ocasiones la energía solar, puede abastecer directamente a una demanda determinada, conectándose a ella en paralelo, a un circuito de calefacción o a una máquina de absorción, precisando para ello suministrar la energía a niveles de temperatura suficientes y estables para su utilización.

La existencia de acumulación solar además, garantiza cierta estabilidad en el suministro de energía, proporcionando temperaturas estables durante los periodos de tiempo requeridos por la demanda. Estos periodos serán tanto más largos cuanto mayor sea el volumen de acumulación, que a su vez debe ser calculado en función de la potencia de generación instalada.

En el caso de redes de calefacción y refrigeración, la necesidad de disponer de un sistema de acumulación se amortigua al actuar la propia red como acumulador ya que, como se ha visto anteriormente, las redes suelen abastecer a edificios de características dispares con diferentes perfiles de demanda que pueden complementarse entre ellos, presentado así un perfil agregado más homogéneo y constante en el tiempo incluso durante un mismo día.

Esto, sin embargo, no sucede si la red abastece a edificios de la misma tipología, como puede ocurrir en polígonos industriales y parques tecnológicos, donde los edificios son tan solo de oficinas. En esos casos el perfil de demanda de la red será muy parecido al de un único edificio y podrían existir discontinuidades en la demanda que obligasen a la instalación a disminuir su producción e incluso a hacer paradas por determinados periodos de tiempo: noches, fines de semana, verano, etc.

En el caso de producción de frío suele ser necesario precisar de cierto volumen de acumulación de inercia de frío para que las máquinas de absorción o enfriadoras puedan funcionar correctamente.

Existen diferentes tipos de almacenamiento térmico, pudiendo ser éstos en forma de calor latente, calor sensible, materiales de cambio de fase o a través de reacciones químicas reversibles.

Los sistemas de acumulación más empleados suelen ser de almacenamiento de calor sensible mediante depósitos de agua o de aceite. Estos depósitos suelen estar fabricados de acero al carbono o acero inoxidable y están hechos a medida o incluso contruidos in situ en función del volumen de acumulación solicitado. Este tipo de depósitos son aislados in situ y suelen revestirse con chapa de aluminio que actúa como protector del aislamiento.

En el caso de instalaciones solares de concentración para redes, al igual que ocurre en el caso de procesos industriales, no se justifica otro tipo de almacenamiento como los de sales fundidas o en sólidos como gravas u hormigón, ya que las temperaturas de utilización no lo precisan.

El dimensionado del volumen de acumulación es una variable crítica a la hora de diseñar una instalación. Un infradimensionamiento del sistema de acumulación puede suponer que la temperatura máxima del depósito se alcance de forma recurrente, provocando que el sistema de captación opere a temperaturas excesivas, reduciendo así la eficiencia del sistema y eventualmente provocando la parada de la instalación. Sin embargo, un

sobredimensionamiento del sistema de acumulación podría suponer que el acumulador nunca alcanzase la temperatura establecida como consigna para su utilización en la red, reduciéndose así la fracción solar.

## **4.7 Circuito hidráulico del sistema solar**

### **4.7.1 Tipos de tubería**

Las tuberías de la instalación solar deben cumplir los requisitos funcionales requeridos por las condiciones operativas de temperatura y presión de la instalación, así como ser adecuadas a las características particulares del fluido de trabajo utilizado. Su duración debe igualar a la vida útil de la instalación.

#### **Tuberías de cobre**

El material tradicionalmente utilizado en los circuitos hidráulicos de instalaciones solares térmicas es el cobre. En grandes instalaciones el coste de las tuberías de cobre y accesorios se dispara para secciones superiores a las tres pulgadas. Este inconveniente, junto con la posible falta de disponibilidad de material cuando se requieren grandes volúmenes de éste, desaconseja su utilización en instalaciones de cierta envergadura. Además, su coeficiente de dilatación es mucho mayor que el de otro tipo de materiales como el acero, lo que obliga a la incorporación de sistemas que permitan absorber su dilatación ante un aumento de la temperatura.

#### **Tuberías de acero al carbono**

Las tuberías de acero al carbono son las más utilizadas en procesos industriales para el transporte de fluidos, incluso si éstos son abrasivos y corrosivos. Dependiendo del tipo de acabado se tienen tuberías de acero negro o galvanizado. Las tuberías de acero galvanizado no son aptas para su uso en instalaciones que transportan agua caliente, como ocurre en el caso de las instalaciones solares, ya que el galvanizado se deteriora a no muy altas temperaturas. Su uso es aconsejable normalmente solo para conducciones de agua fría.

El coste de las tuberías de acero al carbono es significativamente menor que el de las de cobre, sobre todo a partir de secciones superiores a una pulgada, no obstante, su uso requiere un control exhaustivo de la calidad del fluido suministrado a la instalación y del empleado en las reposiciones. La utilización en un mismo circuito de materiales como el cobre y el acero pueden producir par galvánico y, por tanto, producir corrosión en el hierro si no se adoptan las medidas de protección catódica o de rotura de par galvánico adecuadas. Además, en el caso de instalaciones de energía solar de concentración que emplean agua sobrecalentada o vapor, se puede acelerar la corrosión del acero, por lo que el fluido caloportador debe ser tratado para que esté libre de oxígeno, partículas y sales.

En cuanto a su construcción, existen dos tipos principales de tuberías de acero al carbono: con costura y sin costura. Dentro de estos dos grupos se encuentran numerosas variedades normalizadas cuya elección depende del tipo de uso final.

Las tuberías de acero con costura son tuberías fabricadas a partir de una plancha de acero plana que es doblada y soldada. Este tipo de tubería es, en general, adecuada para su uso con agua, vapor, vapor sobrecalentado y altas temperaturas, pero no son aptas para trabajar a muy altas presiones, ya que presentan un punto débil; la soldadura, por el que pueden llegar a romperse.

Las tuberías de acero sin costura son aquellas que en su proceso de fabricación no emplean soldadura, sino que son extruidas desde una sola pieza. Este tipo de tuberías son las más adecuadas cuando se requiere una elevada resistencia a muy altas presiones por lo que se suele emplear en la fabricación de cilindros hidráulicos y maquinaria.

### **Tuberías de acero inoxidable**

Las tuberías de acero inoxidable se suelen emplear en entornos alimenticios, farmacéuticos y, en general, en todos aquellos en los cuales la calidad del fluido que circula debe tener unas características de limpieza determinadas. Existen tres tipos de tubería: con costura, sin costura y de calidad sanitaria.

Normalmente su precio es mucho más elevado que en el caso de tuberías de acero al carbono, lo que puede suponer un impedimento para su utilización.

### **Tuberías plásticas**

Existen tuberías fabricadas con materiales plásticos como: polietileno, polipropileno, polibutileno, etc. que se emplean en circuitos de calefacción convencionales. Suelen ser tuberías multicapa donde se combina el plástico con el aluminio para dar rigidez a la tubería y actuar como barrera de vapor. No obstante, este tipo de tuberías no suele ser apto para temperaturas de trabajo superiores a los 90 °C por lo que no sería posible su utilización en las condiciones de presión y temperatura a las que puede llegar a trabajar una instalación solar.

## **4.7.2 Dimensionado de circuitos hidráulicos**

### **Caudales del sistema**

Los caudales que circulan por los circuitos que componen un sistema solar térmico son variables que afectan directamente al rendimiento de la instalación.

En general, en toda instalación solar térmica pueden encontrarse tres circuitos diferenciados; circuito primario, circuito secundario y circuito de aporte.

El circuito primario es el encargado de transportar la energía generada en los colectores al intercambiador de calor. El caudal que circula por él, junto con la temperatura ambiente y de entrada a los colectores, y la irradiación, influye en la temperatura de salida de los

colectores y, por tanto, en su rendimiento. El rendimiento será mayor cuanto menor sea la diferencia entre la temperatura ambiente y la temperatura media del captador.

Menores caudales suponen una mayor temperatura de salida, lo que a su vez conlleva mayores pérdidas y, por tanto, una menor eficiencia. Sin embargo, caudales excesivamente grandes pueden impedir que la temperatura de salida del campo de captación alcance el valor requerido, y suponen la utilización de tuberías de mayor diámetro, bombas de mayor tamaño y, por tanto, un mayor consumo eléctrico.

Por tanto, el caudal del circuito primario es una variable que influye considerablemente en el funcionamiento de la instalación. Los fabricantes de colectores solares determinan, mediante ensayos realizados a unas determinadas temperaturas, un rango de caudales para el que se obtiene un buen rendimiento.

El caudal del circuito secundario es aquel que transporta la energía desde el intercambiador de calor al depósito de acumulación. Su valor suele ser muy similar al valor del caudal del circuito primario ya que al adoptar esta medida se suele maximizar la eficiencia de los intercambiadores de placas.

En el caso de una instalación solar conectada en paralelo a una red (ver apartado 4.7.7), el caudal que circula por el circuito de aporte desde el acumulador debe permitir la adecuada evacuación del calor almacenado en el depósito a la red. Caudales demasiado grandes pueden suponer un excesivo aporte de energía a la red, y caudales demasiado pequeños, una insuficiente evacuación del calor del depósito que podría impedir el aprovechamiento del recurso solar por saturación térmica del sistema.

Los caudales de los tres circuitos pueden ser constantes o variables, dependiendo del tipo de demanda a abastecer y de la estrategia de control seleccionada para regular el funcionamiento del sistema. Por ejemplo, en el circuito primario puede emplearse caudal variable para conseguir determinadas temperaturas de trabajo en función de las condiciones de irradiación y temperatura ambiente, en el circuito secundario; para evitar romper la estratificación en el depósito de acumulación, y en el de aporte para adaptarse a una demanda variable.

La determinación de los caudales del sistema vendrá también influenciada por las propiedades del fluido de trabajo utilizado; calor específico, densidad, viscosidad y temperaturas de cambio de estado.

## **Conexión de los colectores solares**

Habitualmente, los colectores se distribuyen en el campo solar agrupados en baterías, en las que pueden estar conectados en serie o en paralelo. La elección de una u otra configuración tiene una influencia significativa en los caudales del circuito primario y, por tanto, en el dimensionamiento de las tuberías.

El rango de caudales válidos que puede circular a través de un colector es proporcionado por el fabricante y permite definir el caudal necesario en cada batería. De esta forma, si los colectores están conectados en serie, el caudal que circula por cada batería coincide con el que debe circular por un colector, mientras que si están conectados en paralelo, el caudal que pasa por cada batería deberá ser el caudal unitario del colector multiplicado

por el número de colectores interconectados. Es decir, en una batería de dos colectores en serie circula la mitad de caudal que en una en la que los colectores estén conectados en paralelo.

La conexión en serie de colectores supone alcanzar mayores temperaturas a la salida de la batería, además, la longitud de tubería necesaria para la interconexión de los colectores solares se reduce al actuar los propios tubos que componen los absorbedores como tuberías de distribución. Por lo tanto las pérdidas de carga en el circuito disminuyen al reducirse la longitud de tuberías. Además, el diámetro interno del tubo absorbedor normalmente está diseñado para poder realizar la conexión en serie de un número elevado de colectores sin que suponga un aumento importante de las pérdidas de carga.

En conexiones en paralelo, la temperatura alcanzada a la salida de la batería de colectores es menor, son necesarios más metros de tubería y la pérdida de carga en el circuito es mayor.

### Pérdidas de carga

La sección de tubería a elegir, el caudal a circular, la velocidad máxima del fluido y la pérdida de carga generada en todo el circuito son variables que están relacionadas de manera que la modificación de uno de ellos influye en la determinación del resto. La relación debe ser tal que la selección de la sección de tubería para un caudal determinado no genere una pérdida de carga excesiva, de otra manera, puede resultar difícil encontrar una bomba de circulación que se adapte a las características necesarias.

#### Cálculo de la pérdida de carga en tuberías

La pérdida de carga lineal a través de una tubería viene dada por la siguiente expresión:

$$\Delta p = \frac{f * v^2}{D * 2g}$$

Donde:

$\Delta p$ : pérdida de carga lineal (m.c.a/m)

$f$ : coeficiente de rozamiento (adimensional)

$v$ : velocidad del fluido (m/s)

$D$ : diámetro interior (m)

$g$ : gravedad (m/s<sup>2</sup>)

Existen numerosos métodos para calcular el coeficiente de rozamiento en tuberías. En este estudio se ha empleado la ecuación de Colebrook-White:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left( \frac{k}{3.7D} + \frac{2.51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right)$$

Donde:

$Re$ : número de Reynolds (adimensional) que se define según la expresión

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu}$$

$\rho$ : densidad del fluido (kg/m<sup>3</sup>)

$\mu$ : viscosidad dinámica del fluido (kg/m·s)

$k$ : coeficiente de rugosidad

La pérdida de carga lineal depende principalmente de la velocidad del fluido y del diámetro de tubería. Ambos conceptos, junto con el caudal, están relacionados entre sí a través de la siguiente expresión:

$$D = 2R = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v_{max}}}$$

Donde:

$Q$ : caudal (m<sup>3</sup>/s)

$v_{max}$ : velocidad máxima del fluido (m/s)

Conviene que la velocidad del fluido sea lo menor posible, para lo que se establece un rango de valores admisibles comprendidos entre 1 y 3 m/s.

Dado un caudal determinado, aumentar el diámetro de las tuberías supone una menor velocidad de circulación y, por tanto, una menor pérdida de carga y una menor potencia requerida de las bombas. Sin embargo, al mismo tiempo, las tuberías deben tener el mínimo diámetro posible para evitar costes excesivos.

Una vez determinada la pérdida de carga lineal de cada tramo, se determina la pérdida de carga para el conjunto hidráulico teniendo en cuenta la longitud de las tuberías y las pérdidas de carga en accesorios. En función de los resultados obtenidos, se valora si es necesario variar la sección de las tuberías o no.

### 4.7.3 Vasos de expansión y depósitos amortiguadores de temperatura

Los vasos de expansión son equipos encargados de absorber los cambios de volumen del líquido producidos en los diferentes circuitos de una instalación debido a incrementos en su temperatura. Son depósitos cerrados de acero que contienen una membrana flexible que separa el fluido de una cámara de aire sometida a presión. La cámara de aire presurizada ve reducido su volumen conforme aumenta el del fluido del circuito al aumentar la temperatura. El aire comprimido al otro lado de la membrana devuelve el fluido a la instalación conforme la temperatura del circuito disminuye.

En determinadas ocasiones, cuando la temperatura del fluido es demasiado elevada, normalmente para temperaturas superiores a 70 °C, puede ser necesaria la instalación de un vaso amortiguador de temperatura que enfríe el fluido de forma previa a su entrada en el vaso de expansión. De esta forma se protege la membrana del vaso, que habitualmente es el elemento más débil.

Existen vasos de expansión especialmente diseñados para su uso con energía solar que soportan temperaturas de hasta 140 °C y cuyas membranas son recambiables.

El dimensionado del vaso de expansión hace conforme describe el documento reconocido del RITE “Guía de la Energía Solar Térmica” elaborado por ASIT aplicando la siguiente fórmula:

$$VE_{NOM} = VE_{UTIL} + VE_{GAS} = VE_{UTIL} * CP = (VE_{RES} + VE_{DIL} + VE_{VAP}) * CP$$

El volumen nominal ( $VE_{NOM}$ ) se calcula como la suma del volumen útil (o volumen de líquido,  $VE_{UTIL}$ ) y el volumen de gas que debe contener el vaso ( $VE_{GAS}$ ). El valor del coeficiente de presión (CP) nunca debe ser inferior a 2 ya que, un volumen de líquido mayor que el volumen de gas supone un riesgo de rotura de la membrana. El volumen de reserva ( $VE_{RES}$ ) compensa la contracción del fluido a temperaturas bajas y posibles pérdidas de fluido. Su valor se estima como un 3% del valor total de fluido del circuito. El volumen de dilatación ( $VE_{DIL}$ ) es el volumen total del circuito cuando dilata a la temperatura máxima a la que puede llegar la instalación.

El volumen del vaso de expansión de las instalaciones solares térmicas, en general, además debe ser capaz de absorber el volumen total del fluido contenido en los captadores ya que éste podría llegar a vaporizarse completamente, desplazando dicho vapor al volumen equivalente de líquido.

#### 4.7.4 Aislamiento

El aislamiento de los circuitos debe reducir al mínimo posible las pérdidas de calor de los diferentes circuitos de distribución. El espesor de aislamiento depende del diámetro del tubo a aislar, de si éste discurre por el interior o por el exterior del edificio y de la temperatura del fluido de trabajo que circula por su interior. En la instrucción técnica IT 1.2.4.2.1 “Aislamiento térmico de redes de tuberías del RITE” se definen los siguientes espesores:

Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	60...100	100...180
$D \leq 35$	35	35	40
$35 < D \leq 60$	40	40	50
$60 < D \leq 90$	40	40	50
$90 < D \leq 140$	40	50	60
$140 < D$	45	50	60

Tabla 19: Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurre por el exterior de edificios. (Fuente: RITE)



Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	60...100	100...180
$D \leq 35$	25	25	30
$35 < D \leq 60$	30	30	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40
$90 < D \leq 140$	30	40	50
$140 < D$	35	40	50

Tabla 20: Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurre por el interior de edificios. (Fuente: RITE)

Las pérdidas térmicas de los diferentes circuitos no solo dependen de la temperatura del fluido sino del diámetro de la tubería. Cuanto mayor sea la temperatura del fluido transportado, mayor será la diferencia con respecto a la temperatura ambiente y, por tanto, mayores serán las pérdidas. Por otro lado, a medida que aumenta el diámetro de la tubería, lo hacen también las pérdidas térmicas puesto que aumenta su superficie de intercambio.

Los materiales más utilizados como aislamiento en tuberías son: coquillas de fibra de vidrio, lana de roca, coquilla elastomérica, poliuretano expandido, etc. El material empleado debe soportar las temperaturas de trabajo de cada circuito. Las coquillas elastoméricas habitualmente se emplean para fluidos cuyas temperaturas máximas no suelen exceder los 110 °C, aunque existen modelos que pueden soportar temperaturas de uso de hasta 150 °C. Las coquillas de lana de vidrio soportan temperaturas de hasta 400 °C y son aptas para su uso en circuitos de tuberías de casi cualquier tipo de proceso industrial.

En el caso de aquellos circuitos que discurren por el exterior, el aislamiento debe ir protegido por un lado para evitar que éste se humedezca y aumente las pérdidas por conducción y por otro para evitar que se deteriore por el efecto de impactos, condiciones ambientales, acción de animales, etc. La protección más habitual en grandes instalaciones térmicas es mediante chapa de aluminio.

#### 4.7.5 Dilataciones

Los circuitos están expuestos a fluctuaciones de temperatura del fluido, especialmente en el caso de instalaciones solares térmicas, pudiendo llegar a ser muy grandes en el caso de colectores de concentración, donde los circuitos primarios o de captación discurren siempre por el exterior. Las temperaturas pueden por tanto oscilar desde valores negativos, correspondientes a la temperatura ambiente nocturna de invierno, a valores de 140 °C cuando la planta está a plena operación.

Estas variaciones de temperatura generan dilataciones y contracciones en los materiales de las tuberías por lo que a la hora de seleccionarlos es necesario tener en cuenta sus coeficientes de expansión.

En la siguiente tabla se muestran los coeficientes de dilatación térmica de varios materiales. La “máxima dilatación esperada en condiciones normales de operación” se basa en variaciones de longitud que pueden ocurrir diariamente. La “dilatación extrema” debe evitarse en la medida de lo posible, aunque hay ocasiones en las que es inevitable, como por ejemplo en el caso de que se produzca un estancamiento del fluido en el colector por el fallo de la bomba.

Material	Coeficiente de dilatación lineal {10 <sup>-3</sup> mm/(m·K)}	Máxima dilatación esperada en operación normal (ΔT = 148,15 °C) (mm/m)	Dilatación extrema en caso de estancamiento del fluido (ΔT = 88,15 °C) (mm/m)
Aluminio	22,2	2,8	4,1
Bronce	18,7	2,3	3,5
Cobre	16,6	2,1	3,1
Acero	13	1,6	2,4

Tabla 21: Expansión térmica de diferentes materiales. (Fuente: SDH Guidelines)

Según se aprecia en la tabla, el cobre tiene un coeficiente de dilatación lineal un 27% mayor que el acero, por lo que, entre otros criterios, la elección de un material u otro dependerá de las condiciones de operación de la planta.

Para evitar la aparición de tensiones mecánicas debido a las expansiones térmicas, se suelen emplear compensadores de dilatación axial o bien cambios de sentido o liras que permitan la libre dilatación de las tuberías. Cuando se trabaja a altas temperaturas suele ser preferible recurrir a la ejecución de liras o cambios de sentido para evitar, en la medida de lo posible, tener que realizar más uniones de las necesarias. El inconveniente de la ejecución de liras es que suelen requerir de un considerable espacio para su implantación, sobre todo cuando se calculan para saltos térmicos significativos. Además su ejecución conlleva un aumento en la utilización de accesorios e incrementa los tiempos de instalación.

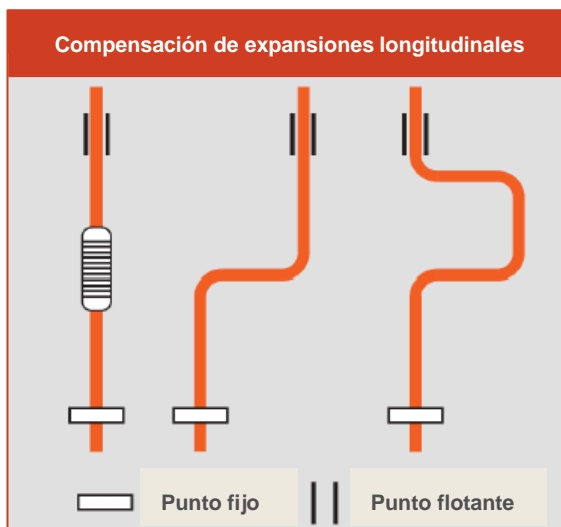


Figura 51: Diferentes opciones en el diseño de tuberías para compensar sus expansiones térmicas longitudinales:

- Compensadores de dilatación axial (izquierda)
- Cambios de sentido (centro)
- Liras (derecha).

(Fuente: SDH guidelines)

#### 4.7.6 Bombas y sistema de circulación

Las bombas de la instalación deben elegirse una vez establecidas las condiciones de operación del sistema (caudal, pérdida de carga, temperaturas, fluido, etc.) y deben funcionar con el máximo rendimiento mecánico y eléctrico posible.

La selección del material de los componentes de las bombas (cuerpo y rodete) viene determinada por las condiciones operativas de la instalación, principalmente por las temperaturas y el tipo de fluido de trabajo. Los materiales deben ser capaces de trabajar a las temperaturas de operación de forma continua, y aunque en ocasiones éstas pueden superarse, no es conveniente someterlos frecuentemente a elevados picos de temperatura, ya que esto supone una acelerada degradación y envejecimiento.

Los fabricantes suelen ofrecer la posibilidad de seleccionar diferentes tipos de materiales en función del tipo de bomba utilizada, de manera que una vez seleccionada la bomba precisa para trabajar en unas condiciones determinadas, es además posible seleccionar el material que mejor se adapte a la temperatura de trabajo.

Para temperaturas superiores a 120 °C deben emplearse, en la construcción del cuerpo y del rodete, materiales especiales resistentes a altas temperaturas, normalmente aleaciones de acero con características más exigentes que el habitualmente utilizado en instalaciones solares de baja temperatura y de calefacción. En el caso de utilizar fluidos con impurezas, con alto contenido en sales, o corrosivos es necesario emplear materiales como el bronce.

En cuanto a su construcción, existen principalmente dos tipos de bombas: las bombas de rotor seco y las de rotor húmedo. Las bombas de rotor húmedo refrigeran el bobinado eléctrico del motor con el propio fluido de trabajo, por ello, se suelen usar únicamente cuando las temperaturas del fluido son inferiores a 110 °C. Para temperaturas superiores se utilizan las bombas de rotor seco, que se refrigeran con aire. Otra limitación de las bombas de rotor húmedo es que no suelen trabajar con altos caudales, normalmente no son superiores a los 75 m<sup>3</sup>/h, por lo que para caudales mayores es necesario recurrir a bombas de rotor seco.

Existen diferentes sistemas que permiten regular el caudal que circula por una instalación. Éstos pueden ser:

- Sistemas electrónicos: constituidos por bombas de caudal variable que regulan la velocidad del rotor mediante variadores de frecuencia.
- Sistemas hidráulicos: normalmente compuestos por válvulas de estrangulamiento que generan una pérdida de carga adicional en la impulsión de la bomba, reduciendo así el caudal de paso.
- Sistemas de bypass: que impiden que parte del caudal de retorno pase por la bomba.

Las bombas deben cumplir los límites de rendimiento establecidos por la IEC 600034-30<sup>27</sup>. La utilización de variadores de frecuencia es el método de regulación de caudal más

<sup>27</sup> IEC 600034 es una normativa internacional de la IEC (International Electrotechnical Commission) para máquinas eléctricas rotativas. En concreto en la sección 30 de la normativa se

eficiente, ya que permite adaptar la curva de funcionamiento de la bomba para que ésta trabaje en el punto de mayor rendimiento. El uso de este tipo de sistemas puede suponer un consumo de hasta un 80% menor que una bomba convencional.

En la siguiente figura se muestran las curvas de funcionamiento de una bomba con variador de frecuencia. Las curvas paralelas  $H_{B'}$  y  $H_B$  corresponden a la curva característica de la bomba para dos regímenes de giro diferentes. La curva  $H_I$ , es la curva de funcionamiento de la instalación y corta a las curvas  $H_B$  y  $H_{B'}$  en los denominados puntos de funcionamiento.

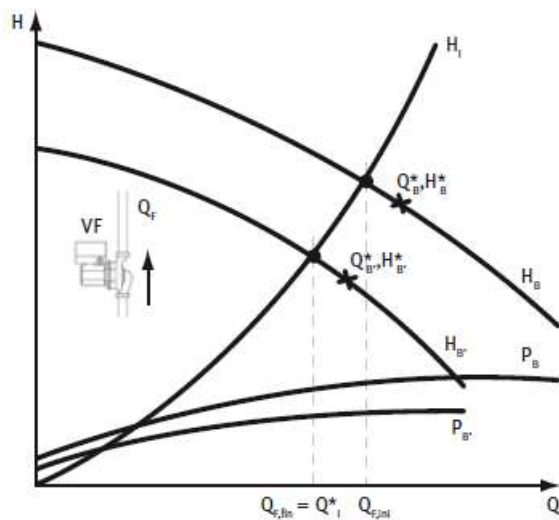


Figura 52: Regulación por variación del régimen de giro de la bomba. (Fuente: IDAE- Guía técnica selección de equipos de transporte de fluidos. Bombas y ventiladores)

Otra variable que influye en la durabilidad de la bomba y en el volumen de ruido generado es la velocidad de giro del rotor de la bomba. Cuanto menor es la velocidad de giro de una bomba, menor es el desgaste mecánico que sufren sus componentes y por tanto, mayor será su durabilidad. Sin embargo, al aumentar el régimen de giro, también aumenta la presión que es capaz de transmitir la bomba, es decir, una bomba rápida es capaz de alcanzar mayores presiones de trabajo que una lenta. El coste de las bombas que giran a menores rpm (revoluciones por minuto) suele ser mayor.

La elección del sistema de regulación de las bombas del sistema depende de numerosos factores, como pueden ser los valores de los caudales de operación, el grado de eficiencia esperado de la instalación, la limitación de coste, etc.

#### 4.7.7 Configuración de la conexión a la red

La conexión de la instalación solar a la red puede realizarse de diferentes maneras, pudiendo ser en paralelo a la impulsión y al retorno de la red o en serie conectándola solo al retorno. En la Figura 53 se muestran de forma esquemática ambas conexiones. El tipo de conexión en retorno es adecuado cuando se emplean captadores solares de baja

---

establecen tres niveles de eficiencia energética para motores cuya potencia se comprende entre 0,75 y 375 kW: IE1 (standard), IE2 (alta) y IE3 (excelente). El nivel IE2 es obligatorio para todos los motores nuevos desde junio de 2011. El IE3 es obligatorio desde enero de 2015 para potencias superiores a 7,5 kW y será obligatorio para potencias inferiores a partir de enero de 2017.

temperatura que no son capaces de alcanzar la temperatura de consigna de impulsión de la red, al menos durante todo el año. De esta forma, al conectarse al retorno se precalienta el fluido que entra en la caldera de manera que se disminuye el salto térmico que ésta tiene que suministrar.

La conexión en paralelo se emplea en casos en los que el sistema solar es capaz de abastecer la demanda a la temperatura requerida en cualquier época del año, como ocurre al trabajar con colectores solares de concentración, que permiten obtener temperaturas de hasta 250 °C.

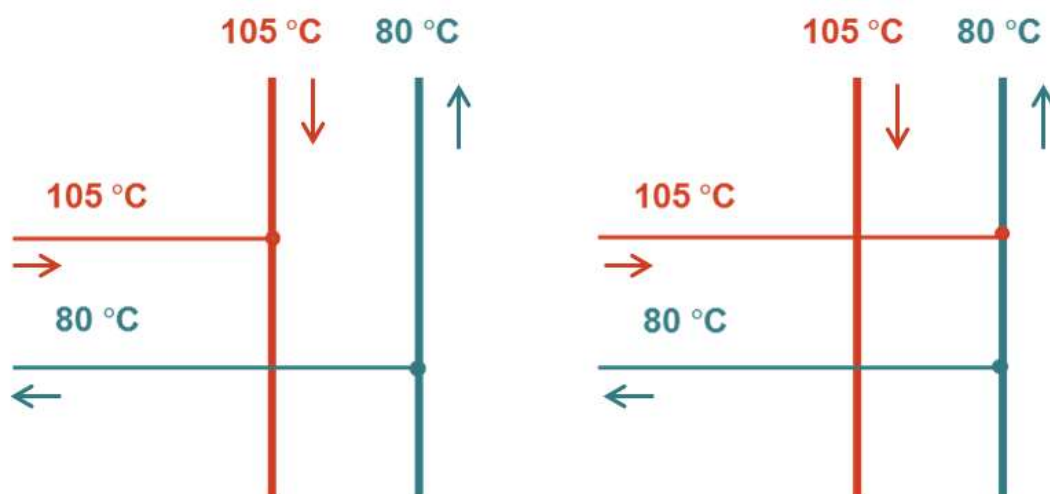


Figura 53: Conexiones del sistema solar a la red de calor. A la izquierda; en paralelo a la red de calor. A la derecha; al retorno.

Existe también la posibilidad de efectuar una conexión híbrida que permita a la instalación solar conectarse a la red de distribución en paralelo o en serie en función de las temperaturas conseguidas.

## 4.8 Intercambiador de calor

El intercambiador de calor es el punto de transferencia de calor entre el circuito de captación solar y el sistema de acumulación por lo que su correcta elección y dimensionado es esencial para alcanzar el adecuado rendimiento de la planta. Un infradimensionamiento del intercambiador supone la merma de las prestaciones energéticas de la instalación, ya que significaría la pérdida de parte del potencial de generación de la instalación solar.

El calor transferido en el intercambiador desde el circuito primario al circuito secundario viene definido por la siguiente expresión:

$$Q = U \cdot A \cdot \Delta T$$

Donde

$U$ : coeficiente global de transmisión de calor del intercambiador ( $W/m^2K$ )

$A$ : área de la superficie de intercambio térmico ( $m^2$ )

$\Delta T$ : diferencia de temperaturas entre circuito primario y secundario ( $T_1 - T_2$ )

El valor del coeficiente  $U$  es proporcionado por el fabricante del intercambiador.

Para una misma transferencia de calor entre el circuito primario y el secundario, si el valor de  $U \cdot A$  se duplica, la variación de temperatura  $\Delta T$  puede reducirse a la mitad. Disminuir este salto de temperaturas implica que el colector solar trabaja a una temperatura ( $T_1$ ) menor por lo que su rendimiento aumenta.

Es decir, la diferencia de temperaturas entre el circuito primario y el secundario debe ser lo menor posible para conseguir un mayor rendimiento del colector, por lo tanto es necesario que el coeficiente de transmisión de calor del intercambiador ( $U \cdot A$ ) sea lo máximo posible

En la Figura 54 se representa la variación del rendimiento de un colector solar en función del salto térmico entre el circuito primario y secundario. Por un lado,  $\mu_{ideal}$  corresponde al rendimiento del colector sin intercambiador de calor, esto es equivalente a considerar un intercambiador con rendimiento del 100%. En este caso, la variación de temperaturas entre el circuito primario y el secundario es nula, es decir  $\Delta T = 0$ ; ( $T_1 = T_2$ ).

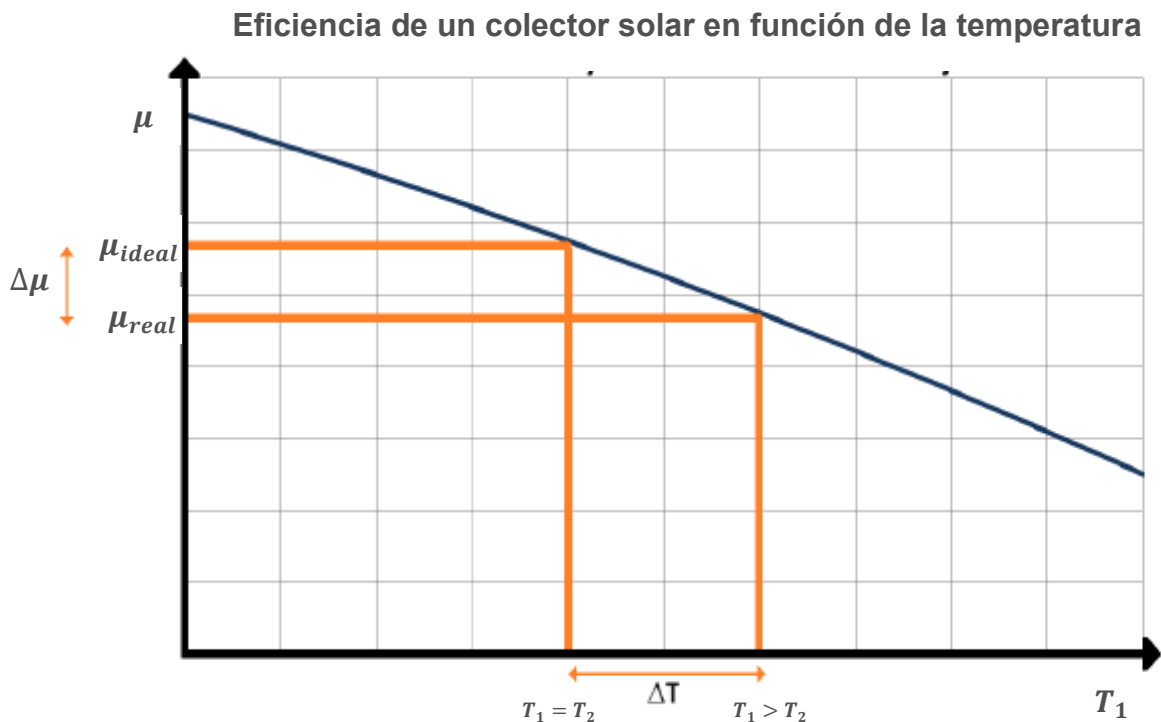


Figura 54: Disminución de la eficiencia de un colector solar en función de la temperatura de trabajo.  $T_1$  y  $T_2$  son las temperaturas del circuito primario y secundario respectivamente. (Fuente: SDH Guidelines)

Por otro lado,  $\mu_{real}$  es el rendimiento del colector en operación normal siendo el rendimiento del intercambiador de calor inferior al 100%, lo que significa que la temperatura de trabajo de los colectores ( $T_1$ ) depende de la temperatura del circuito

secundario ( $T_2$ ) y de la capacidad de transmisión de calor del intercambiador ( $UA$ ). Es decir, para conseguir una misma transferencia de calor y temperatura del circuito secundario ( $T_2$ ) que en el caso ideal, la temperatura de operación de los colectores solares ( $T_1$ ) debe ser mayor que en el caso real.

Cuanto más eficiente es un colector solar, menos pendiente tiene su curva de rendimiento por lo que se ve menos afectado por la variación de temperaturas entre el circuito primario y el secundario ( $\Delta T$ ). Esto quiere decir que en los colectores solares de alta eficiencia, el comportamiento del intercambiador es menos significativo.

En la Figura 55 se muestran las curvas de rendimiento de dos colectores solares, uno de alta eficiencia (color verde) y otro de menor eficiencia (color rojo). Se observa que el colector de alta eficiencia presenta menor variación de su rendimiento que el colector de media eficiencia para un salto térmico determinado entre el circuito primario y el secundario ( $\Delta T$ ).

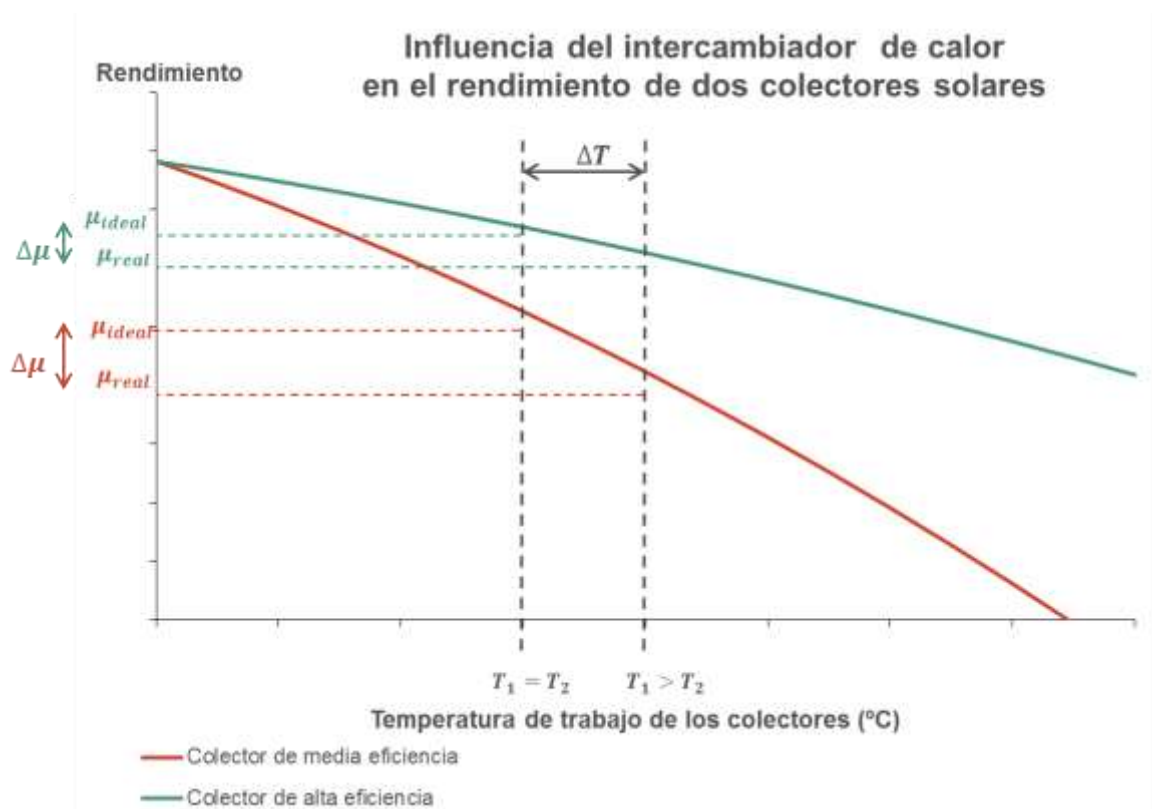


Figura 55: Influencia del intercambiador de calor en el rendimiento de dos colectores solares, uno de alta eficiencia (línea verde) y otro de media eficiencia (línea roja).  $T_1$  y  $T_2$  son las temperaturas del circuito primario y secundario respectivamente. (Fuente: IDAE)

La eficiencia de la transferencia de energía entre el circuito primario y el secundario se puede expresar mediante el factor de intercambio de calor  $F''$  que es igual al ratio  $\mu_{ideal}/\mu_{real}$ .

En la Figura 56 se muestra el comportamiento del factor de intercambio de calor en función del parámetro  $U \cdot A$  para tres colectores solares diferentes. La línea azul corresponde a un colector de tubo de vacío y las líneas roja y amarilla corresponden a

colectores planos de alta y media eficiencia respectivamente. En primer lugar, se observa que las pérdidas debidas a un tamaño pequeño del intercambiador de calor (valores pequeños del parámetro  $U \cdot A$ ) pueden ser considerables. En segundo lugar, se muestra cómo el valor del parámetro  $F'''$  aumenta al aumentar el parámetro  $U \cdot A$  para los tres ejemplos representados, alcanzando prácticamente el valor 1 que correspondería a un intercambiador ideal sin pérdidas (si  $F'''$  es 0,9 significa que el 10% del calor solar se pierde en el intercambiador de calor).

Por tanto, se aprecia cómo el correcto dimensionamiento del intercambiador puede tener efectos importantes en los resultados del estudio y en el rendimiento de la instalación solar.

### Factor $F'''$ del intercambiador de calor

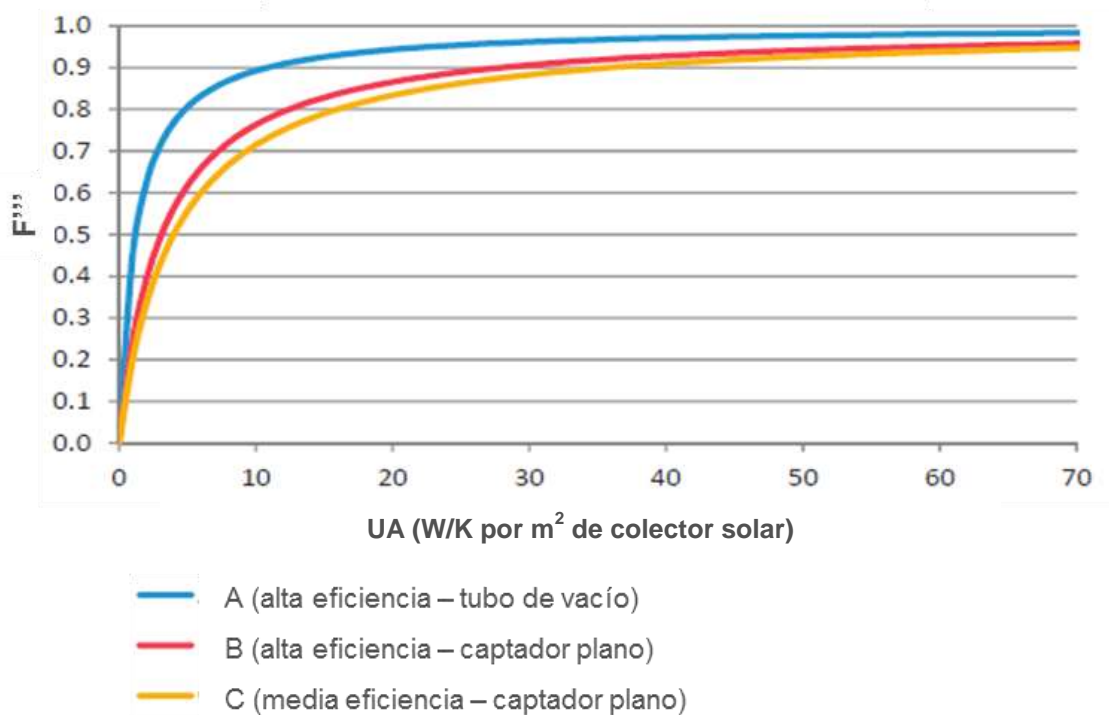


Figura 56: Factor de intercambio de calor  $F'''$  en función de varios valores del parámetro  $U \cdot A$ .  
(Fuente: SDH Guidelines - PlanEnergi)

Existen diferentes tipos de intercambiadores de calor que pueden ser utilizados a las temperaturas y presiones de la instalación que se definirá en este estudio. En concreto, se va a centrar la atención en los dos tipos más utilizados actualmente que son los intercambiadores de placas y los intercambiadores tubulares. Ambos son sistemas de intercambio indirectos.

### Intercambiadores de placas

Los intercambiadores de placas están compuestos por una serie de placas delgadas de acero que se apilan dentro de un bastidor. El fluido de uno de los circuitos se distribuye por los espacios existentes entre placas alternas mientras que el fluido procedente del otro circuito hace lo mismo por el otro lado. La potencia de intercambio se obtiene



aumentando la superficie, es decir, aumentando el tamaño del bastidor y el número de placas.

Este tipo de intercambiadores debe trabajar con fluidos limpios que no obstruyan los espacios entre placas. Dependiendo el modelo, este tipo de intercambiadores puede trabajar a presiones de hasta 25 bar y soportar temperaturas de hasta 170 °C. La estanqueidad entre los fluidos de ambos circuitos se obtiene mediante juntas ubicadas perimetralmente a las placas de transferencia térmica. Estas juntas suelen ser de NBR o EPDM cuando las temperaturas de trabajo son bajas, en concreto el NBR soporta temperaturas de hasta 110 °C y el EPDM hasta los 120-130 °C sin degradarse excesivamente. En el caso de temperaturas superiores a 130 °C se suelen emplear juntas de Vitón.

Los intercambiadores de placas tienen dimensiones y pesos reducidos en comparación con otras tecnologías y su mantenimiento es bastante sencillo. Su diseño permite realizar su limpieza con líquidos desincrustantes y de manera ocasional desmontar las placas que conforman el intercambiador para poder limpiarlas una a una. La operación de desmontaje requiere la participación del servicio técnico del fabricante, lo que supone la retirada del intercambiador de la instalación y envío para su limpieza. Una de las ventajas de la utilización de este tipo de intercambiadores es que ocupan menos espacio que los intercambiadores de calor tubulares.

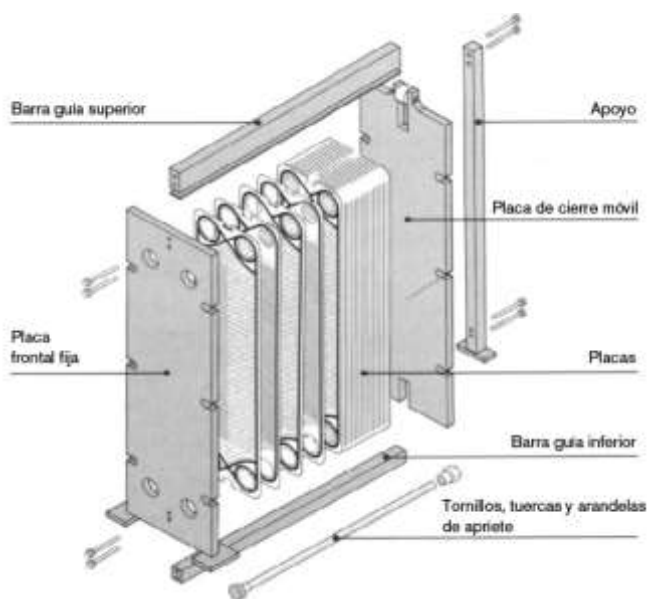


Figura 57: Intercambiador de placas desmontable. (Fuente SEDICAL)

Este tipo de intercambiadores disponen de diferentes tipos de placas al igual que diversas formas de conexión hidráulica, pudiendo ser éste de paso simple (entradas y salidas en la placa frontal) o multipaso (entradas y salidas en la placa posterior), como se muestra en la Figura 58.

Los materiales más comúnmente empleados en las placas de este tipo de intercambiadores son acero inoxidable AISI 316 o AISI 304, titanio, monel, hastelloy, incoloy o 254 SMO y sus juntas son de nitrobutileno NBR (HT), EPDM (P), Fluor G, Vitón B o Vitón FPM. Los bastidores están fabricados en acero al carbono y las conexiones pueden ser de forro de goma, acero inoxidable AISI 316 o titanio.

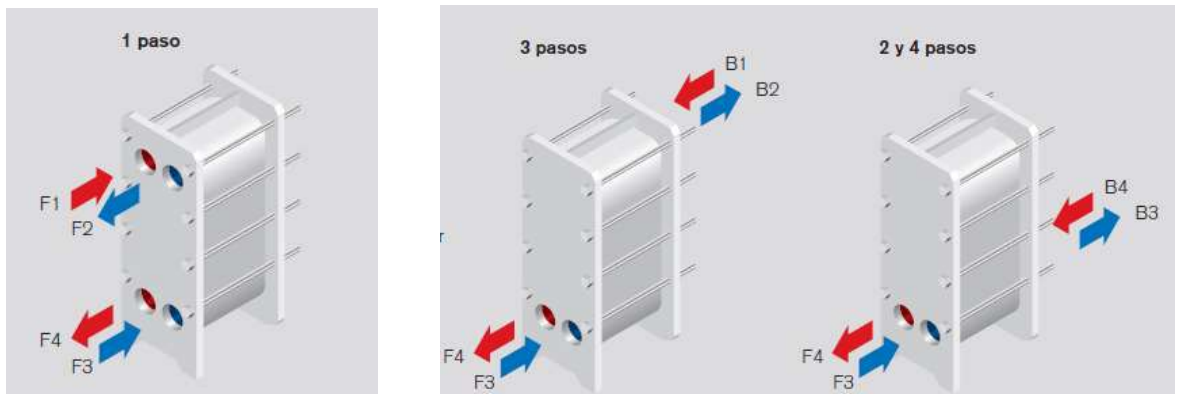


Figura 58: Conexión multipaso hidráulico del intercambiador de placas. (Fuente: Sedical)

Existe un modelo de intercambiador de placas donde el contorno de las placas lo forma una unión termosoldada. Este tipo de intercambiadores no es desmontable, pero soporta temperaturas y presiones mayores incluso que el intercambiador de placas desmontable, hasta 200 °C y 30 bar. El único requisito exigible es que la diferencia de temperaturas entre el circuito primario y secundario de la instalación no sea demasiado alta ya que, de otro modo, se podrían provocar descompensaciones térmicas que podrían afectar estructuralmente al intercambiador, pudiendo llegar a romperlo. Su precio es normalmente menor que el de los intercambiadores desmontables y ocupan menos espacio.

Los intercambiadores termosoldados no son desmontables, por lo que solo pueden ser limpiados con fluidos desincrustantes.



Figura 59: Intercambiador de placas termosoldado. (Fuente SEDICAL)

### Intercambiador de calor tubular

Los intercambiadores de calor de carcasa y tubos, también llamados tubulares, están compuestos por un bastidor de tubos paralelos que se introduce en una carcasa

cilíndrica. Un fluido circula por los tubos y el otro por el espacio situado entre la carcasa y los tubos.

Existen diferentes tipos de intercambiadores tubulares. Los modelos más robustos permiten trabajar a presiones muy altas, de hasta 100 bar y, dado que no disponen de juntas, su construcción es completamente soldada. Por el mismo motivo admiten también mayores temperaturas de operación y su mantenimiento es muy sencillo ya que son fácilmente desmontables e inspeccionables. Son especialmente idóneos para su uso con fluidos de cierta viscosidad o con impurezas, ya que el fluido que circula por el espacio comprendido entre la carcasa y los tubos facilita su circulación.

Existen otros modelos con características constructivas menos exigentes que pueden ser utilizados a presiones de 20 bar y temperaturas de 180 °C cuando se emplean juntas de Vitón.



*Figura 60:  
Intercambiador de calor  
Tubular. (Fuente:  
COMEVAL-PILAN)*

## 4.9 Estrategias de control del sistema

La adecuada regulación de una instalación solar es muy importante a la hora de obtener su máximo potencial y aprovechar al máximo la energía solar captada. No solo optimiza el funcionamiento del sistema sino que además debe mantener a la instalación en condiciones de seguridad.

Para establecer una adecuada estrategia de control hay que operar con los diferentes parámetros que influyen en el funcionamiento del sistema: temperatura de los colectores solares, temperaturas de acumulación, temperaturas de trabajo del sistema a abastecer, presiones en los circuitos, caudales, etc. El sistema de control debe gestionar la instalación de manera que se consiga:

- Optimizar el aprovechamiento de la irradiación solar.
- Optimizar el uso del sistema de almacenamiento.
- Optimizar el aporte energético a la red de climatización teniendo en cuenta la temperatura de aporte.
- Minimizar las pérdidas en colectores, tuberías y depósitos de almacenamiento.

- Controlar el excesivo aumento de la temperatura en colectores, depósitos y, en general, en cualquier parte del sistema de forma que no se superen los límites admisibles impuestos por los equipos que conforman la instalación.
- Gestionar el funcionamiento de las bombas minimizando su consumo eléctrico mediante una adecuada estrategia de regulación de caudal acorde con la demanda abastecida y permitir la alternancia de uso en caso de avería, para aumentar la disponibilidad de la instalación.
- Optimización del uso de las fuentes de calor minimizando el número de arranques y paradas, haciéndolas trabajar a regímenes constantes.
- Automatización del sistema de manera que se minimice la necesidad de intervenciones humanas.

El sistema de control de una instalación solar debe garantizar el máximo aprovechamiento de la energía captada, comparando por un lado las temperaturas entre los colectores y el volumen de acumulación y por otro, las temperaturas entre la acumulación y el sistema de distribución.

En configuraciones donde la instalación solar se conecta con la red en paralelo debe garantizarse una temperatura de suministro constante y suficiente. Para ello es necesaria una adecuada estratificación del depósito, para lo que se colocan sensores térmicos tanto en la parte inferior como superior del depósito, de forma que en este caso, el sistema de control actúa basándose en dos diferenciales de temperatura distintos. La temperatura de los colectores debe ser superior a la temperatura inferior del depósito y a la temperatura de la parte alta del depósito para no romper su estratificación.

Las bombas con variador de frecuencia permiten, por ejemplo, regular el caudal en el circuito de captación en función de la irradiación solar incidente, de manera que se garantice hasta cierto punto una temperatura determinada a la salida del campo de captación ante discontinuidades temporales de irradiación solar provocadas por ejemplo, por presencia de nubes pasajeras, o ante una variación de la demanda.

La regulación de las instalaciones solares debe tener en cuenta el tamaño de la instalación ya que en instalaciones de determinada envergadura la inercia del sistema puede ser tal que pueda ocasionar retrasos en los sistemas de medida y, por tanto, funcionamientos incorrectos de bombas y otros equipos.

# 5 Descripción de la red objeto

## 5.1 Descripción de la red

El estudio de viabilidad de incorporación de energía solar de concentración se centra en una red teórica, para la cual se ha tomado como referencia una red de climatización en Jaén.

La red de referencia está diseñada para abastecer demandas de calor y frío, suministrando energía a un conjunto de edificios, principalmente de oficinas, que ocupan una extensión de 37.039 m<sup>2</sup>.

Edificio	Superficie parcela (m <sup>2</sup> )
Edificio 1	8.286
Edificio 2	1.000
Edificio 3	2.500
Edificio 3	2.280
Edificio 4	2.252
Edificio 5	5.737
Edificio 6	1.730
Edificio 7	9.704
Edificio 8	3.550
<b>TOTAL</b>	<b>37.039</b>

Tabla 22: Edificios abastecidos por la red de referencia



Figura 61: Recorrido de la red de referencia. (Fuente: Presentación pública de la red)

La distribución de calor y frío se hace de forma ramificada, existiendo un ramal central del que parten las derivaciones individuales para acometer a cada edificio.

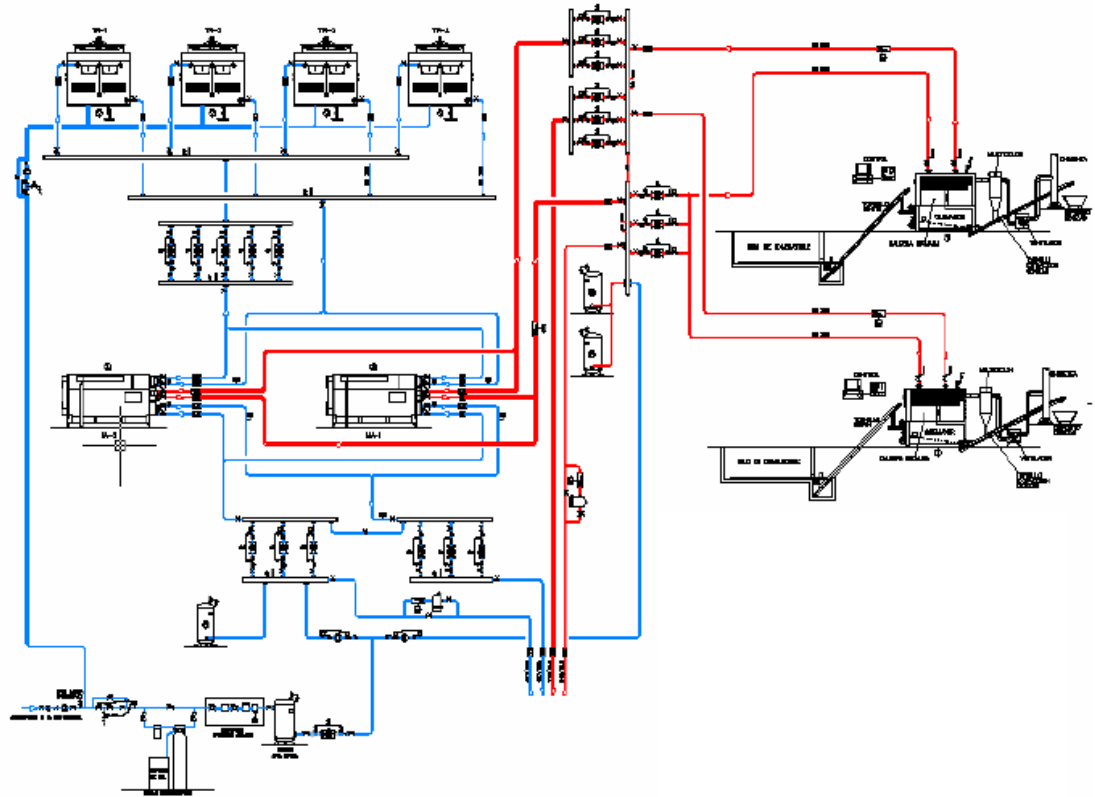


Figura 62: Esquema de principio de la red de referencia. (Fuente: Presentación pública)

### Equipos de generación de calor y frío<sup>28</sup>

La producción de calor procede de dos calderas de biomasa de 3.000 kW cada una, que deben ser capaces de satisfacer una demanda punta de diseño de 2.500 kW produciendo agua caliente a 105 °C, es decir, una sola caldera es suficiente para satisfacer la demanda de calor de la red. La otra caldera servirá para abastecer la demanda de frío a través de máquinas de absorción.

Las calderas consumen biomasa procedente de las industrias cercanas productivas de aceituna y aceite de la zona, pellet y astillas procedentes de la poda de los olivos y hueso de aceituna, industria muy desarrollada en Jaén. El poder calorífico de la biomasa es de 4.000 kcal/kg y su humedad debe ser menor del 20% para asegurar un buen funcionamiento de las calderas. El hueso de aceituna es almacenado en un silo que tiene una capacidad de 450 m<sup>3</sup>.

El consumo estimado de biomasa en la red para la demanda de diseño ascendería a unas 1.500 ton/año, que suponen un consumo de energía final de 6.973 MWh/año. De la

<sup>28</sup> Los datos técnicos de los equipos de la red se han tomado del documento del IDAE “Biomasa Climatización” y de otros documentos públicos incluidos en la bibliografía.

combustión del hueso se obtienen unas cenizas ricas en potasio que pueden ser vendidas para su reutilización como abonos en la agricultura.

Las calderas calientan un colector de distribución con un caudal constante, que es impulsado por tres bombas de circulación: dos en activo y una en reserva. La potencia de la caldera se regula alimentando con más o menos combustible en función de la temperatura del agua de retorno. La potencia mínima a la que pueden trabajar las calderas se estima que corresponde a aquella que supone un suministro de combustible del 20% del consumo nominal.

El arranque y encendido de las calderas de biomasa es un proceso lento que se debe hacer de forma progresiva hasta que éstas alcancen su régimen permanente, por esta razón, se debe evitar en todo momento que se produzcan puntas de demanda que puedan conducir al disparo de la caldera por baja temperatura. Se estima que el arranque debe comenzar un par de horas antes de que comience la ocupación de los edificios, en torno a las 6 de la mañana. La circulación por la red de distribución se efectúa desde el momento de arranque de la caldera.

La producción de frío se efectúa mediante tres máquinas de absorción de bromuro de litio de simple efecto de 1.846 kW cada una. Estas máquinas son alimentadas por el agua caliente proporcionada por las calderas de biomasa. La demanda punta de frío es de 4.000 kW. Las máquinas de absorción distribuyen frío a una temperatura 5,5 °C y tienen un rendimiento que se ha estimado en un 70%.

Estas máquinas también funcionan con caudal constante y se regulan en función de la temperatura de entrada del agua de retorno del circuito de distribución. Las máquinas de absorción requieren una temperatura de entrada de agua caliente de alimentación de 90°C. Las máquinas de absorción condensan a través de varias torres de refrigeración de tipo abierto que suman una potencia de 10.450 kW.

La configuración de la instalación hidráulica de distribución es de 4 tubos. Las bombas de los circuitos de distribución de calor y frío son bombas de caudal variable y se ubican tanto en la impulsión como en el retorno. Las calderas y las máquinas de absorción funcionan a caudal constante, vierten el agua caliente y fría respectivamente a unos colectores desde los cuales se distribuye hacia la red.

Existen tres bombas de impulsión de agua caliente y otras tres bombas de impulsión de agua fría (dos de ellas funcionando en paralelo y una tercera en reserva en caso de avería de cualquiera de las otras).

Por otro lado, el circuito de refrigeración está compuesto por tres bombas que mueven el caudal que circula hacia las torres de refrigeración.

La existencia de diversos equipos de generación de calor y frío, junto con la existencia de bombas de caudal variable en el sistema de distribución, hace que el sistema se comporte de un modo muy flexible y se pueda adaptar de manera fácil a las variaciones de la demanda de la red.

La red tiene una longitud de 4 km y distribuye frío y calor a cuatro tubos. Las tuberías son pre-aisladas y cuentan con un sistema de detección de fugas. El aislamiento es de poliuretano y están recubiertas por una envoltura de polietileno. Las pérdidas de calor y frío que se producen en la red se estima que son menores a 1 °C por lo que se pueden considerar prácticamente despreciables.

La instalación de generación no dispone de depósitos de inercia ni para las calderas de biomasa ni para las máquinas de absorción. La instalación de depósitos de inercia suele ser habitual cuando este tipo de sistemas de generación; calderas de biomasa y máquinas de absorción, abastecen a un único consumidor, ya que son muy sensibles a variaciones bruscas de la demanda y precisan cierta estabilidad en la generación. En el caso de redes de climatización, es el propio volumen contenido en la red el que realiza las funciones de este depósito de inercia y absorbe cualquier variación significativa de la demanda, tanto de calor como de frío.

El sistema de control de la red regula su funcionamiento de manera automática en base a los datos recogidos en las diferentes subestaciones de conexión y en la propia red, de manera que, en función de la cantidad de energía demandada, el sistema se adapta a las condiciones variables de consumo. La red opera siempre manteniendo el salto térmico constante, siendo el caudal el que se regula en función de la demanda.

<b>Características generales de la red de referencia</b>	
<b>Sistemas de Generación</b>	
Sistema generación de calor	2 calderas biomasa 3 MW <sub>th</sub> = 6 MW <sub>th</sub>
Sistema generación de frío	3 máquinas de absorción de simple efecto 1.846 KW <sub>th</sub> = 5.538 KW <sub>th</sub>
Rendimiento calderas	85%
Rendimiento enfriadoras	70%
<b>Sistema de Distribución y Acumulación</b>	
Pérdidas por distribución de calor	Despreciables
Pérdidas por distribución de frío	Despreciables
Presión máxima de servicio	16 bar
Presión nominal de los equipos / materiales	16 bar
Presión diferencial máxima de la red	10 bar
Presión de trabajo	2,5 bar
Pérdida de carga de la subestación desde el punto de acometida del edificio	Máximo 1,5 bar

Tabla 23: Tabla resumen de las características de la red de referencia



Demanda de la red de referencia			
Demanda punta de calor	2.500 MWh	Demanda punta de frío	4.000 MWh
Temperatura impulsión calor	105 °C	Temperatura impulsión frío	5,5 °C
Temperatura retorno calor	80 °C	Temperatura retorno frío	12 °C
Caudal máximo calor	206,4 m <sup>3</sup> /h	Caudal máximo frío	28,62 m <sup>3</sup> /h

Tabla 24: Tabla resumen de la demanda a abastecer de la red de referencia

## 5.2 Demanda de la red

### 5.2.1 Demanda diseño

Como se ha mencionado anteriormente, la red de referencia está diseñada para cubrir las demandas de agua caliente sanitaria, de calor y frío de un determinado número de edificios.

En la realización del presente estudio no se ha tenido acceso a la información referente al perfil de demanda de diseño estimado en el proyecto de la red, por lo que, partiendo de una serie de hipótesis y de la información técnica disponible sobre la red se ha elaborado un perfil aproximado.

Dado que el objeto de este estudio no es la simulación detallada y precisa de la demanda energética de la red, se ha realizado una estimación simplificada basada en datos conocidos de la red y en las temperaturas ambientales de Jaén durante un año tipo.

Los datos teóricos de la red empleados para el cálculo de la demanda son los siguientes:

- La red abastece las demandas de calor y frío.
- Los edificios de consumo se dedican principalmente a una actividad empresarial, por lo que el periodo de ocupación coincide con un horario laboral normal de oficinas, salvo en el caso de un edificio en el cual se ha considerado que existe también una demanda durante los sábados. El resto del tiempo no existe ninguna carga en la red ya que, aunque podrían existir demandas particulares en algunos de los edificios cuya actividad requiera condiciones de climatización particulares, se ha supuesto que éstos tienen sus propios equipos de generación de calor o frío autónomos. De esta manera no es necesario que la red mantenga una carga mínima durante las noches y los domingos.
- La demanda pico de calor es de 2.500 kW.
- La demanda pico de frío es de 4.000 kW.

- El consumo de energía final de la central de generación determinado en función del combustible utilizado.

### Hipótesis de partida para la estimación de la demanda de la red

Se han considerado las siguientes hipótesis de partida:

- La demanda de ACS se supone constante a lo largo de todo el año. En este estudio, dado que la demanda de ACS para edificios de oficinas es considerablemente baja con respecto a la demanda de climatización y, dado que tanto la demanda de calor como la de frío van a suponer, como se verá más adelante, una demanda de calor equivalente que va a existir durante todo el año, la demanda de ACS se va a considerar incluida dentro de la demanda del calor total estimada.
- La actividad de los edificios corresponde a un horario laboral que normalmente comienza a las 8 de la mañana, sin embargo, las calderas deben encenderse dos horas antes debido, por un lado a su lenta rampa de arranque, y por otro debido a que los edificios deben alcanzar sus condiciones de ocupación de forma previa a la entrada de los ocupantes. Desde el primer momento, tras su encendido, comienza a circular agua por las tuberías de la red, por lo que la demanda estimada se ha considerado que comienza a las 6 de la mañana.
- Para el edificio en el cual se ha estimado cierta demanda durante los sábados, ésta se calcula en función de la fracción de ocupación que representa este edificio, que se supone del 10% con respecto a la ocupación existente de lunes a viernes.
- Puesto que la demanda de frío se cubre mediante máquinas de absorción, que funcionan gracias al calor generado en las calderas de biomasa, se puede considerar que ambas demandas supondrán una única demanda de calor equivalente abastecida mediante una única fuente de energía; las calderas de biomasa. Para obtener la demanda de calor necesaria para alimentar las máquinas de absorción se ha empleado el COP, parámetro de rendimiento de las máquinas de absorción, que se define de la siguiente forma:

$$COP = \frac{\text{Frío obtenido}}{\text{Calor necesario}}$$

Por lo tanto, dado que el rendimiento estimado de las máquinas de absorción de la red es del 70% y la potencia máxima de frío demandada es de 4.000 kW, se calcula la potencia equivalente en calor de las máquinas de absorción del siguiente modo:

$$\text{Potencia de calor necesaria} = \frac{4.000 \text{ kW}}{0,7} = 5.714 \text{ kW}$$

- Como simplificación, se ha considerado que los periodos de funcionamiento de la red son coincidentes con una jornada laboral media sin tener en cuenta los días festivos ni periodos vacacionales. De esta forma, se tiene el siguiente horario de funcionamiento a lo largo de todo el año:

Día de la semana	Hora de inicio	Hora de parada
Lunes	6:00	20:00
Martes	6:00	20:00
Miércoles	6:00	20:00
Jueves	6:00	20:00
Viernes	6:00	15:00
Sábado	8:00	14:00
Domingo	-	-

Tabla 25: Horario de funcionamiento estimado de la red

### Estimación de la demanda

Los pasos para la elaboración de la demanda han sido los siguientes:

- Obtención de las temperaturas ambiente horarias de un año tipo de la base de datos meteorológicos utilizada por CALENER.
- Definición de las temperaturas de confort en verano y en invierno en base a las temperaturas establecidas en el RITE, Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, que establece las siguientes condiciones interiores de diseño.

Estación	Temperatura operativa (°C)
Verano	23...25
Invierno	21...23

Tabla 26: Condiciones interiores de diseño. (Fuente: RITE)

Se han considerado las temperaturas extremas para cada estación del año, 23 °C para calefacción en invierno y 23 °C para refrigeración en verano. Al considerar condiciones de funcionamiento más exigentes para cada época del año se tienen en cuenta otras consideraciones difíciles de estimar cuando no se conocen las características particulares de cada edificio, como son inercias térmicas, grado de acristalamiento, cargas internas, orientación, etc.

- Cálculo del salto térmico horario entre la temperatura ambiente y las temperaturas de confort seleccionadas. Al definir una misma temperatura de confort para ambas estaciones sucede que la demanda no se anula en ninguna hora salvo en aquellas ocasiones en las que la temperatura ambiente coincide exactamente con las temperaturas de consigna.

- Cálculo del máximo salto térmico con respecto a la temperatura de confort en verano y en invierno, respectivamente.
- Estimación porcentual de las necesidades de calor y frío a partir de la relación existente entre el salto térmico horario obtenido con respecto al máximo salto térmico obtenido. De esta forma, un salto térmico coincidente con el máximo, supone una necesidad del 100% de la potencia punta demandada y saltos térmicos menores suponen menores exigencias de potencia.
- Para establecer las necesidades energéticas de calor y frío para cada hora de funcionamiento de la red, se han aplicado los anteriores porcentajes sobre las demandas pico de diseño de calor y calor equivalente. Los sábados se considera únicamente el 10% del valor obtenido anteriormente, para adaptarse a la disminución de la demanda del parque. Sumando ambos valores se obtiene la demanda total de calor requerida para cada hora de funcionamiento de la red.

A continuación se muestra una tabla ilustrativa del método empleado para el cálculo de la demanda para un instante determinado, es decir, para una determinada hora del día. La demanda total es el resultado de integrar los resultados individuales para todas las horas del año.

Cálculo de la demanda estimada		
T <sup>a</sup> confort invierno (°C)	T <sub>c.i</sub>	
T <sup>a</sup> confort verano (°C)	T <sub>c.v</sub>	
Potencia pico de calor (kW)	2.500	
Potencia pico de frío equivalente (kW)	5.714	
T <sup>a</sup> ambiente (°C)	T <sub>1</sub>	
ΔT <sub>i</sub> (salto térmico horario en invierno)	T <sub>c.i</sub> - T <sub>1</sub>	
ΔT <sub>v</sub> (salto térmico horario en verano)	T <sub>1</sub> - T <sub>c.v</sub>	
ΔT <sub>i max</sub> (salto térmico máximo horario en invierno)	max (ΔT <sub>i</sub> )	
ΔT <sub>v max</sub> (salto térmico máximo horario en verano)	max (ΔT <sub>v</sub> )	
% potencia punta calor (%C)	ΔT <sub>i</sub> > 0	ΔT <sub>i</sub> / ΔT <sub>i max</sub>
	ΔT <sub>i</sub> < 0	0
% potencia punta frío (%F)	ΔT <sub>v</sub> > 0	ΔT <sub>v</sub> / ΔT <sub>v max</sub>
	ΔT <sub>v</sub> < 0	0
Potencia horaria de calor (kW)	%C · 2.500	
Potencia horaria de frío (calor equivalente) (kW)	%F · 5.714	
Demanda estimada (kW)	Potencia horaria calor + Potencia horaria frío equivalente.	

Tabla 27: Cálculo de la demanda estimada de la red

### Perfil de la demanda estimada

El perfil de demanda que se obtiene es el siguiente:

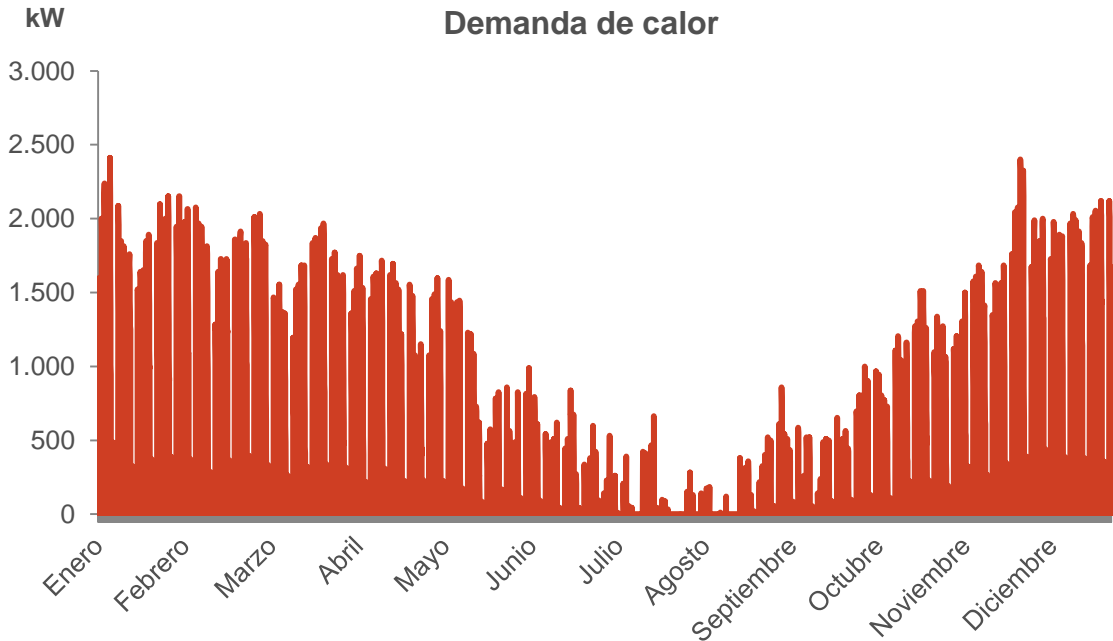


Figura 63: Demanda anual estimada de calor

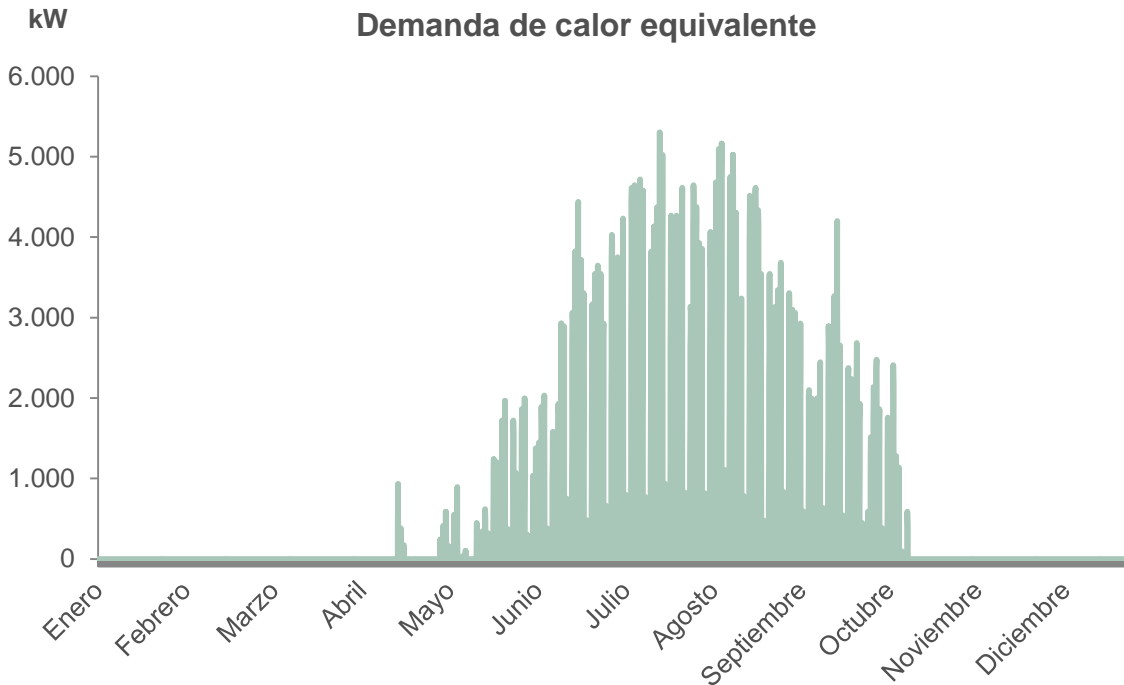


Figura 64: Demanda anual estimada del calor equivalente a la demanda de frío

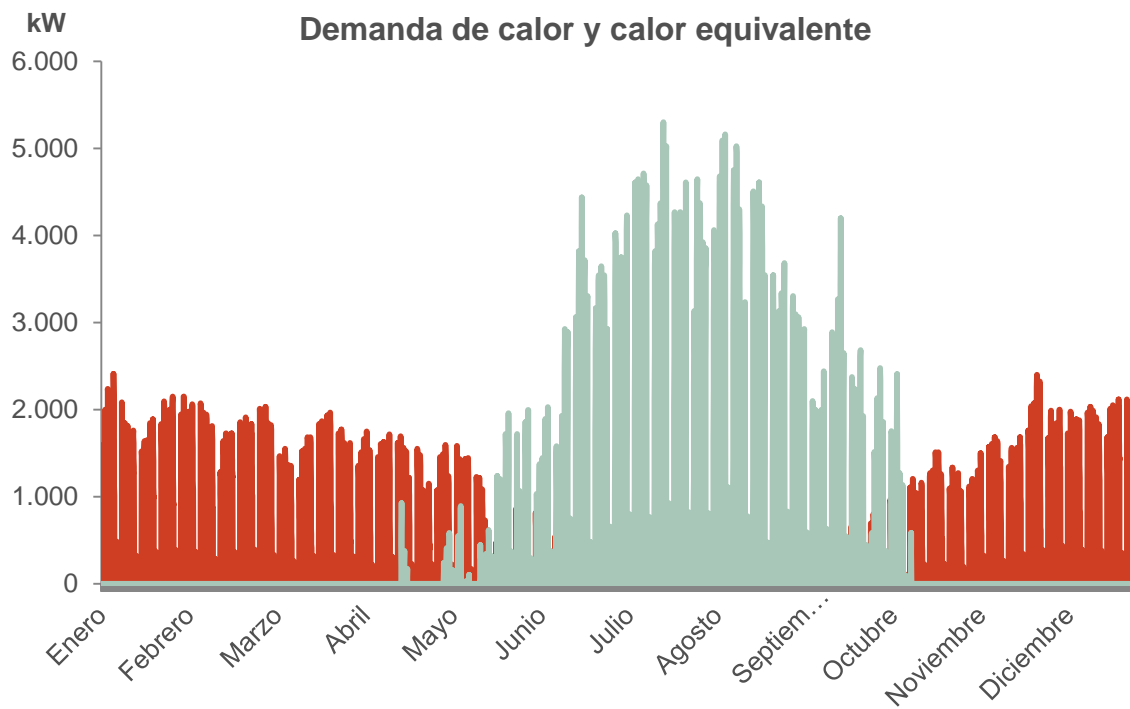


Figura 65: Combinación de las demandas anuales estimadas de calor y frío equivalente

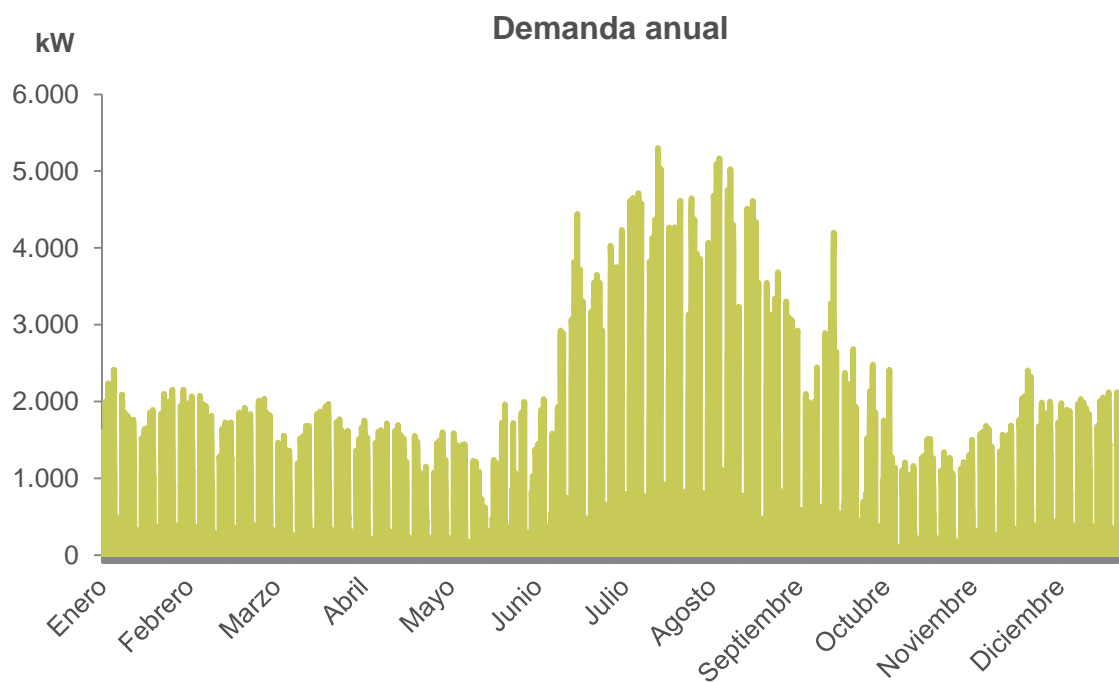


Figura 66: Demanda anual estimada de calor total

En el gráfico anterior se aprecia cómo la demanda anual estimada de calor total presenta su mínimo durante los meses de mayo y octubre.

A continuación se muestra el perfil de demanda correspondiente a una semana de enero y a una semana de agosto:

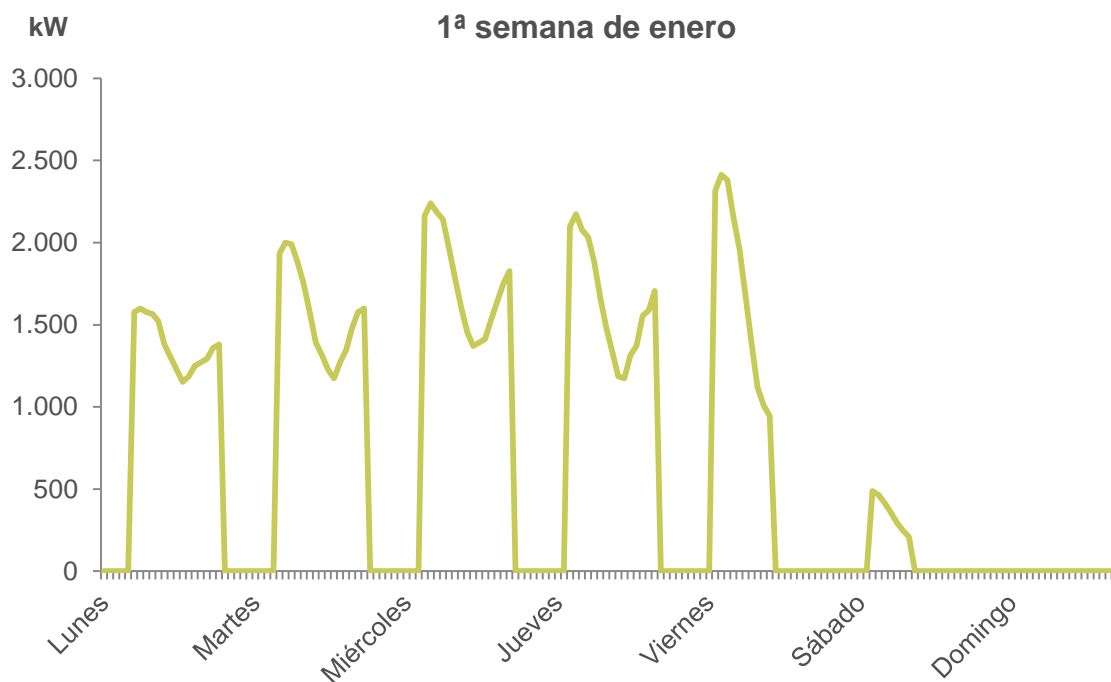


Figura 67: Perfil de demanda correspondiente a la primera semana de enero

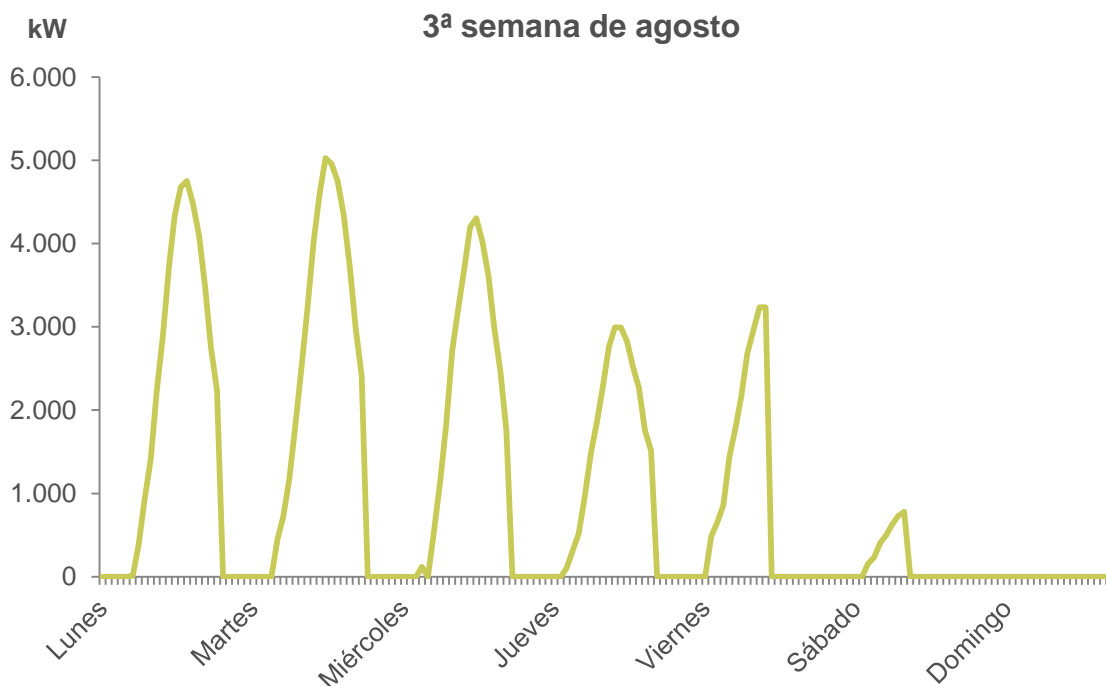


Figura 68: Perfil de demanda correspondiente a la tercera semana de agosto

## Perfil diario

A continuación se muestra el perfil de demanda correspondiente a los días 1 de enero y 14 de agosto, por considerarse representativos del perfil de demanda diario existente en invierno y en verano respectivamente:

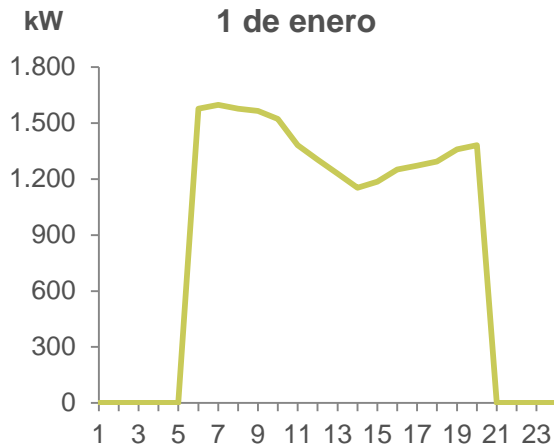


Figura 70: Perfil de demanda correspondiente al día 1 de enero

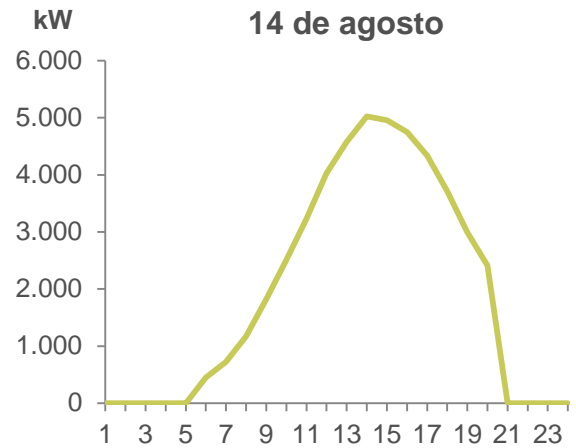


Figura 69: Perfil de demanda correspondiente al día 14 de agosto

En la figura correspondiente al 1 de enero se observa que las necesidades de calefacción durante un día de invierno disminuyen durante las horas centrales del día debido a que éstas son las horas en las que la temperatura ambiente es mayor.

En la figura correspondiente al 14 de agosto se observa cómo las necesidades de refrigeración aumentan a medida que avanza el día durante un día de verano, alcanzando su máximo a las 14 horas.

### 5.2.2 Demanda teórica inicial

Se supone que la red de referencia tiene un consumo de biomasa para su operación nominal (atendiendo toda la demanda de diseño) en torno a 1.500 ton/año, sin embargo inicialmente la ocupación de los edificios, y por tanto su demanda energética, es menor que a plena ocupación.

Esta situación de menor demanda inicial es habitual en el arranque de redes, ya que no se suele alcanzar la demanda de diseño al inicio de la explotación, sino que hay un periodo durante el cual se van incorporando clientes hasta completar dicha demanda de diseño.

Debido a este hecho, es de esperar que en estas condiciones de menor demanda el rendimiento de la instalación de generación de calor y frío sea menor que bajo las condiciones de diseño, puesto que las calderas de biomasa y las máquinas de absorción deben funcionar en condiciones alejadas de sus parámetros nominales.



La instalación de diseño de generación estaría por tanto sobredimensionada para las condiciones iniciales de funcionamiento, ya que no existe una buena correlación entre la capacidad de generación de la instalación y la demanda inicial de la red correspondiente a su menor ocupación.

En este caso parece interesante realizar el análisis de la incorporación de la instalación solar en la red de referencia, pero estimando una demanda inicial que se fija en un **16%** de la demanda de diseño anteriormente calculada. Con dicho valor se puede calcular la energía teórica inicial demandada por la red y compararla con el consumo de diseño de la instalación.

La energía final de diseño de la instalación se calcula del siguiente modo:

$$\begin{aligned} \text{Energía final}_{\text{diseño}} &= 1.500.000 \text{ kg/año} \cdot 4.000 \text{ kcal/kg} \cdot 1,16 \cdot 10^{-6} \text{ kcal/MWh} \\ &\approx 6.973 \text{ MWh/año} \end{aligned}$$

Por otro lado, la energía útil demandada calculada bajo las condiciones de diseño, a partir de las estimaciones realizadas en el apartado 5.2.1 (Demanda diseño), tiene un valor de 5.306 MWh/año. Conocidas la energía final y la energía útil demandada se calcula el rendimiento de la instalación bajo condiciones de diseño:

$$\eta_{\text{instalación diseño}} = \text{Energía útil demandada} / \text{Energía final} = 5.306 / 6.973 \approx 76\%$$

Es decir, se estima que la instalación de la red presenta un rendimiento estacional del 76%.

Adicionalmente, se puede realizar el mismo cálculo correspondiente con la situación teórica inicial de demanda de la red suponiendo en este caso, una energía útil demandada del 16% del valor de diseño:

$$\text{Energía útil}_{\text{inicial}} = 0,16 \cdot 5.306 \text{ MWh/año} \approx 850 \text{ MWh/año}$$

En este caso no se conoce la energía final consumida, pero se puede calcular estimando el rendimiento inicial de la instalación y en concreto el rendimiento de las calderas de biomasa, bajo estas condiciones.

Actualmente las calderas de biomasa están mejorando bastante sus rendimientos, llegando a alcanzar incluso valores similares al rendimiento de calderas de gas. Según el documento "Biomasa Climatización" del IDAE el rendimiento nominal de una caldera de biomasa alcanza valores de entre el 85 y el 90%, en este caso se considera el 85%. Por otro lado, se estima que las calderas de biomasa de la red operan inicialmente con un rendimiento de aproximadamente el 50% debido a la baja ocupación presentada por la red y por tanto al desfase existente con su demanda de diseño.

Para calcular el rendimiento de la instalación bajo las condiciones de demanda iniciales se calcula la relación entre el rendimiento total de la instalación y el rendimiento nominal de una caldera de biomasa bajo condiciones de diseño. Posteriormente se aplica este ratio como factor correctivo al rendimiento inicial de las calderas que se ha estimado (50%). Por tanto, el rendimiento global de la instalación bajo las condiciones iniciales de demanda se calcula del siguiente modo:

$$\eta_{instalación\ inicial} = (\eta_{instalación\ diseño} / \eta_{caldera,\ diseño}) \cdot \eta_{caldera,\ inicial} = (0,76/0,85) \cdot 0,5 \approx 45\%$$

Es decir, el rendimiento con el que se estima que opera la red bajo las condiciones teóricas iniciales de demanda es del 45%.

Una vez obtenido el rendimiento inicial de la instalación, el consumo de energía final viene dado por la siguiente ecuación:

$$Energía\ final\ inicial = Energía\ útil\ inicial / \eta_{instalación\ inicial} = 850 / 0,45 \approx 1.890\ MWh/año$$

Dicho valor de energía final corresponde a un consumo de unas 410 ton/año de biomasa.

Finalmente, se compara el coste de la energía útil demandada en ambas situaciones. El precio final del hueso de aceituna depende de la humedad que contenga y de los resultados anuales de la campaña de aceituna. A mayores volúmenes de producción, menor precio ya que hay mayor disponibilidad de hueso en el mercado. En el último informe de AVEBIOM<sup>29</sup> (Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa) se muestra el precio medio del hueso de aceituna (trimestral y anual) en tres formatos diferentes: sacos de diversas capacidades (15, 18, 20 y 25 kg), un pallet de sacos (€/ton) y precio del hueso de aceituna a granel (€/ton). En concreto, este último (a granel en cisterna) tiene un valor de 185,66 €/ton en el año 2015 siendo su índice de incremento de precios (obtenido en 2014) del 1,7%.

Teniendo en cuenta este precio como media nacional para la biomasa según AVEBIOM, el coste anual de la energía útil demandada se calcula multiplicando dicho precio por las toneladas consumidas y la energía útil demandada en un año, es decir,

$$\begin{aligned} \text{Coste anual de la energía útil demandada (condiciones diseño)} \\ = (185,66\ \text{€/ton} \cdot 1.500\ \text{ton/año}) / (5.306\ \text{MWh/año}) \approx 53\ \text{€/MWh} \end{aligned}$$

Del mismo modo se calcula el precio de la energía bajo las condiciones operativas iniciales de la planta, siendo éste de unos 89 €/MWh. Es decir, el coste de la energía inicial estimada es 1,7 veces mayor que el coste de la energía si la red operase en condiciones nominales debido al rendimiento de operación asumido.

En la Tabla 28 se muestra un resumen de los parámetros calculados anteriormente, donde se puede comparar la demanda de diseño de la red con la demanda inicial estimada.

El objetivo de este estudio es determinar la instalación solar óptima tanto técnica como económica que se podría integrar en la red para abastecer una parte de la demanda igual a la de diseño ya que es para esta demanda diseño para la que se han dimensionado los equipos de generación existentes y, por tanto, para la que la instalación presenta un mejor rendimiento.

Sin embargo, una vez dimensionada y seleccionada la instalación o instalaciones solares óptimas para la situación de diseño, sería muy interesante determinar qué instalación

<sup>29</sup> Índice de precios del hueso de aceituna doméstico en España 3T 2014 – 2015 (Mayo 2015). AVEBIOM <http://www.avebiom.org/es/ind-precios-biomasa>

solar se adapta mejor a la situación de demanda teórica inicial estimada, es decir, cuando la red presenta una demanda del 16% el valor de diseño. Para ello se realizarán las correspondientes simulaciones al final del estudio aplicando la misma metodología que se va aplicar para el caso de demanda de diseño.

Parámetros	Demanda diseño	Demanda inicial
Consumo de biomasa (ton/año)	1.500	410
Energía final (MWh/año)	6.973	1.890
Energía útil demandada (MWh/año)	5.306	850
Rendimiento de la instalación (%)	76	45
Rendimiento de las calderas de biomasa (%)	85	50
Coste estimado de la energía útil (€/MWh)	53	89
<b>Ratio energía final (inicial/Diseño)</b>	<b>0,27</b>	
<b>Ratio energía útil demandada (Inicial/Diseño)</b>	<b>0,16</b>	
<b>Ratio coste energía (Inicial/Diseño)</b>	<b>1,7</b>	

Tabla 28: Comparación de la demanda de diseño de la red con la demanda teórica inicial.

# 6 Metodología

La metodología empleada para abordar el estudio de viabilidad de incorporación de distintas tecnologías solares de concentración a la red permite determinar qué soluciones técnicas posibles se adaptan mejor a las necesidades de la red. La metodología utilizada consta de los siguientes pasos:

1. Determinación de las variables del sistema y de los parámetros a simular
2. Ejecución de las simulaciones
3. Elección de los casos de oportunidad
4. Análisis económico comparativo
5. Elección de las soluciones propuestas

Las soluciones técnicas que se pueden plantear para alcanzar el objetivo del presente estudio son tan diversas que resulta imprescindible establecer qué variables tienen una influencia significativa en los resultados. Por tanto, es necesario decidir qué variables se han de considerar en el análisis, así como determinar cuáles son sus variantes, es decir, qué valores se le asigna a cada una de ellas. En función del número de variables y variantes seleccionadas, se tiene un mayor o menor número de combinaciones y, por tanto, de simulaciones a realizar.

Para llevar a cabo las simulaciones se utiliza un programa de simulación dinámica que permite analizar el comportamiento del sistema. Los resultados obtenidos se tabulan y tratan gráficamente para mostrar dicho comportamiento, facilitando su análisis comparativo y la obtención de conclusiones.

Tras el análisis técnico de los resultados de las simulaciones se obtienen diferentes soluciones técnicas posibles, o casos de oportunidad, que a su vez se analizan teniendo en cuenta criterios económicos con el fin de determinar qué soluciones tienen un mejor resultado económico. Los índices económicos que se toman como referencia en este análisis son el coste de generación de la energía (LCOE), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Actual Neto (VAN) y el Periodo de Retorno (PR).

La instalación o instalaciones finalmente seleccionadas serán aquellas que cumplan con los criterios técnicos y económicos establecidos. En el caso de que un gran número de ellos lo hiciera, se seleccionarían aquellos con resultados más favorables.

Una vez demostrada la viabilidad de la incorporación de tecnologías solares de concentración a la red de referencia y determinados los casos óptimos de implantación para su demanda de diseño, se aplica esta misma metodología a la situación inicial estimada de consumo energético de la red, identificando los casos de implantación óptimos para estas condiciones operativas.

# 7 Determinación de las variables del sistema

Como se ha mencionado anteriormente, el objetivo del presente estudio es analizar la viabilidad de incorporación de tecnologías solares de concentración en una red de climatización centralizada.

Existe una gran diversidad de opciones técnicas para alcanzar dicho objetivo por lo que en este apartado se establecen cuáles son las variables que influyen significativamente en el análisis, y se definen los valores que éstas pueden adoptar. A continuación, se describe detalladamente cada una de ellas:

## 7.1 Tipo de captador

Como se ha visto en el apartado 4 (Análisis tecnológico), existen diversas tecnologías de concentración solar que técnicamente podrían cumplir con los objetivos energéticos propuestos. De entre ellas se han seleccionado las siguientes:

- Colector cilindro parabólico
- Colector lineal de Fresnel
- Concentradores solares de espejo fijo

Para definir los parámetros característicos de cada tecnología solar, y con la intención de abordar el estudio desde un punto de vista práctico, se emplean valores medios obtenidos a partir de las especificaciones técnicas de un conjunto de captadores existentes en el mercado. Se han obtenido datos de modelos de colectores de diferentes fabricantes para cada una de las tecnologías solares, exceptuando el caso del captador concentrador de espejo fijo, del que solo se ha encontrado un modelo disponible en el mercado. La obtención de los datos mencionados ha supuesto efectuar la localización y contacto con el mayor número de fabricantes posible primeramente a nivel nacional y posteriormente a nivel internacional. Se han realizado contactos por e-mail, telefónicos y se han mantenido videoconferencias y reuniones con varios fabricantes de captadores de concentración europeos. En el anexo 17.1 (Directorio de fabricantes de captadores solares de concentración) se incluye un directorio con los fabricantes contactados en este estudio, ascendiendo su número a más de 30.

Como se menciona en el apartado 4 (Análisis tecnológico), la respuesta ha sido muy escasa y solo con cierta dificultad se ha podido acceder a los datos y a las fichas de características técnicas que, en algunas ocasiones, no incluían todos los datos requeridos por el programa empleado para realizar las simulaciones.

Dentro de cada tecnología existen variantes que hacen que los diversos modelos de captador tengan curvas de rendimiento muy diferentes. En esos casos los captadores se han agrupado en función de sus características constructivas y de la similitud de sus curvas de rendimiento. De esta manera, se define un captador medio tipo representativo de cada variante dentro de cada tecnología. Posteriormente, se selecciona la mejor tecnología disponible o variante (MTD) para cada tecnología solar de concentración que ofrezca un rendimiento adecuado para la temperatura de trabajo del captador. De esta forma, en lugar de limitar el estudio a valorar el funcionamiento de tres colectores concretos, se obtiene una perspectiva más general y representativa de las características de estas tecnologías.

### Colector cilindro parabólico

En el mercado existe una gran variedad de colectores cilindro parabólicos cuyos parámetros son muy diferentes unos de otros, dependiendo éstos de su geometría, propiedades físicas, aplicaciones, etc. Para determinar el captador medio representativo de la mejor tecnología disponible (MTD) se agrupan los captadores disponibles que presentan parámetros de rendimiento similares, obteniendo así tres grupos diferentes.

En la siguiente tabla se muestran los parámetros correspondientes a las curvas de rendimiento promedio obtenidas para cada agrupación de colectores CCP.

Tipo de Captador	Curva de Rendimiento		
	$c_0$	$c_1$ [W/(m <sup>2</sup> ·K)]	$c_2$ [W/(m <sup>2</sup> ·K <sup>2</sup> )]
CCP promedio 1	0,5135	0,8560	0,0015
CCP promedio 2	0,6485	0,8185	0,0015
CCP promedio 3 (MTD)	0,7180	0,5000	0,0005

Tabla 29: Parámetros de rendimiento de varios captadores promedio calculados. CCP

Las curvas de rendimiento promedio para cada grupo de captadores se muestran en la Figura 71. Se han calculado para una irradiación directa con incidencia normal ( $G_D$ ) de 1.000 W/m<sup>2</sup> y una temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ) de 20 °C. Los valores de rendimiento quedan entre los límites marcados en la figura mediante líneas negras verticales para cada temperatura.

En el presente estudio, se ha estimado que los captadores podrán trabajar a temperaturas de hasta 150 °C si el fluido de trabajo es agua y de 250 °C en el caso de emplear aceite térmico.

Se aprecia que hay diferencias significativas entre los rendimientos de las tres agrupaciones de captadores. Respecto al comportamiento óptico, el captador promedio 1 es el que peor se comporta, siendo su rendimiento claramente inferior a los otros dos grupos. Por otro lado, el comportamiento térmico de los tres grupos es bastante similar, aunque el colector promedio 3 presenta menores pérdidas térmicas al aumentar la temperatura de trabajo. Es decir, el colector promedio 3 es el que mejor comportamiento

muestra de las tres agrupaciones ya que tiene un elevado rendimiento óptico y un bajo coeficiente de pérdidas, por tanto, se selecciona como mejor tecnología disponible.

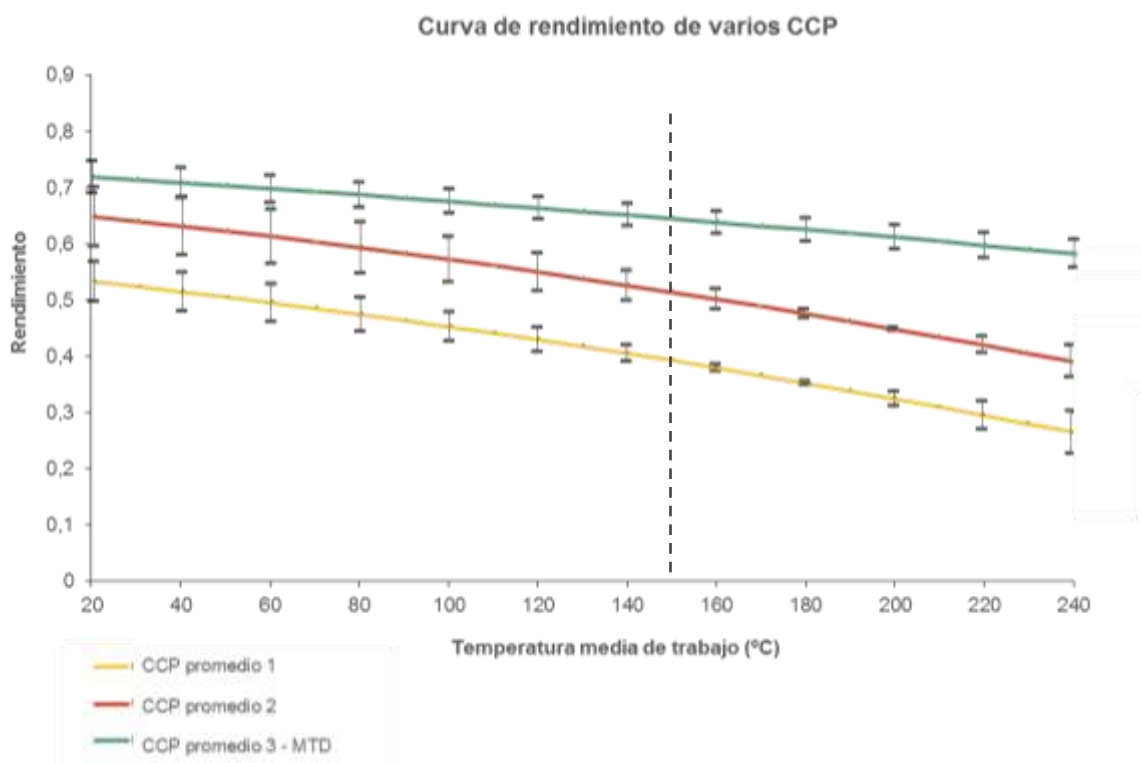


Figura 71: Curvas de rendimiento promedio de los grupos CCP ( $G_D = 1.000 \text{ W/m}^2$ ;  $T_{amb} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ )

### Colector lineal de Fresnel

En el mercado existen varios tipos de captadores Fresnel que emplean diferentes configuraciones constructivas, pero en cuanto a rendimiento se refiere, la mayor diferencia estriba en que algunos emplean tubo de vacío en el absorbedor y otros, sin embargo, emplean absorbedores convencionales.

Los captadores en este caso, se han agrupado en función de si disponen o no de tubo de vacío en el absorbedor de manera que se pueda determinar su influencia sobre el rendimiento. Al comparar los valores promedio de los captadores que incluyen tubo de vacío respecto a los que no lo incluyen, se observa que la curva de rendimiento de los captadores sin tubo de vacío presenta menor coeficiente óptico y menor coeficiente de pérdidas (menor pendiente) que los que sí lo incluyen. Sin embargo, se ha observado que la diferencia en cuanto al coeficiente de pérdidas solo es apreciable para temperaturas de trabajo muy altas, por lo que, finalmente, para obtener el captador Fresnel MTD se ha optado por calcular un valor promedio incluyendo todas las variantes disponibles en el mercado ya que, en este caso de estudio, las diferencias entre las curvas de rendimiento debido a estas variaciones constructivas apenas afectan.

En la siguiente tabla se muestran los parámetros correspondientes a las curvas de rendimiento promedio obtenidas para cada agrupación de colectores de Fresnel y para el colector MTD.

Tipo de Captador	Curva de rendimiento		
	$c_0$	$c_1$ [W/(m <sup>2</sup> ·K)]	$c_2$ [W/(m <sup>2</sup> ·K <sup>2</sup> )]
Fresnel promedio sin tubo de vacío	0,6810	0,1710	0,0001
Fresnel promedio con tubo de vacío	0,6520	0,0324	0,0003
Fresnel MTD	0,6667	0,1017	0,0002

Tabla 30: Parámetros de rendimiento de varios captadores promedio calculados Fresnel

En la Figura 72 se comparan las curvas de rendimiento del promedio correspondiente a los colectores de Fresnel con tubo de vacío en el absorbedor con el promedio de los que no incluyen tubo de vacío. También se muestra el colector calculado como media de todas las variantes disponibles y los límites entre los que se comprende (líneas negras verticales) para cada valor de temperatura. Este último se ha definido como el colector de mejor tecnología disponible (MTD) y, por tanto, como colector Fresnel objeto a simular en este estudio. Se han trazado para una irradiación directa con incidencia normal ( $G_D$ ) de 1.000 W/m<sup>2</sup> y una temperatura ambiente ( $T_{amb}$ ) de 20 °C.

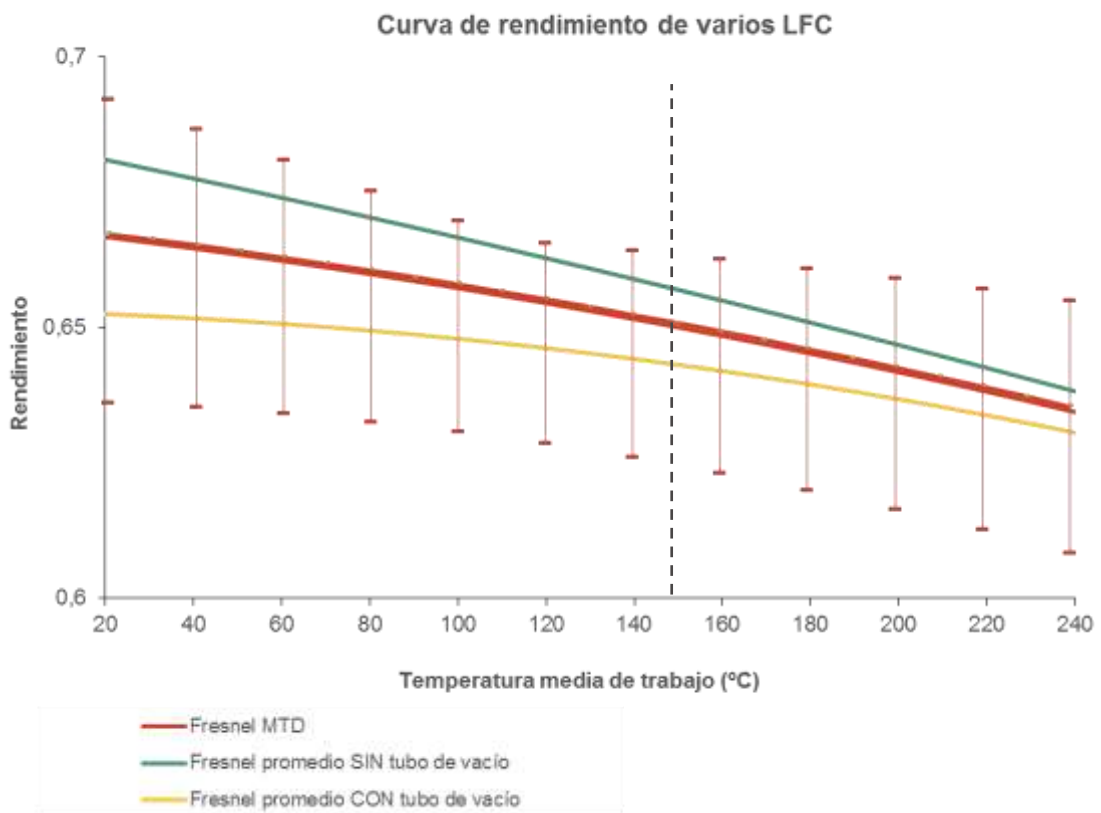


Figura 72: Curvas de rendimiento promedio de los grupos LFC ( $G_D = 1.000$  W/m<sup>2</sup>;  $T_{amb} = 20$  °C)



### Concentradores solares de espejos fijos

Respecto a los colectores solares de espejos fijos, el colector promedio de mejor tecnología disponible y, por tanto, el seleccionado para las simulaciones de este estudio presenta la curva de rendimiento de la Figura 73. Se ha trazado para una irradiación directa con incidencia normal de 1.000 W/m<sup>2</sup> y una temperatura ambiente de 20 °C.

Tipo de Captador	Curva de rendimiento		
	c <sub>0</sub>	c <sub>1</sub> [W/(m <sup>2</sup> ·K)]	c <sub>2</sub> [W/(m <sup>2</sup> ·K <sup>2</sup> )]
Espejos fijos MTD	0,688	-	0,004

Tabla 31: Parámetros de rendimiento del captador de espejos fijos

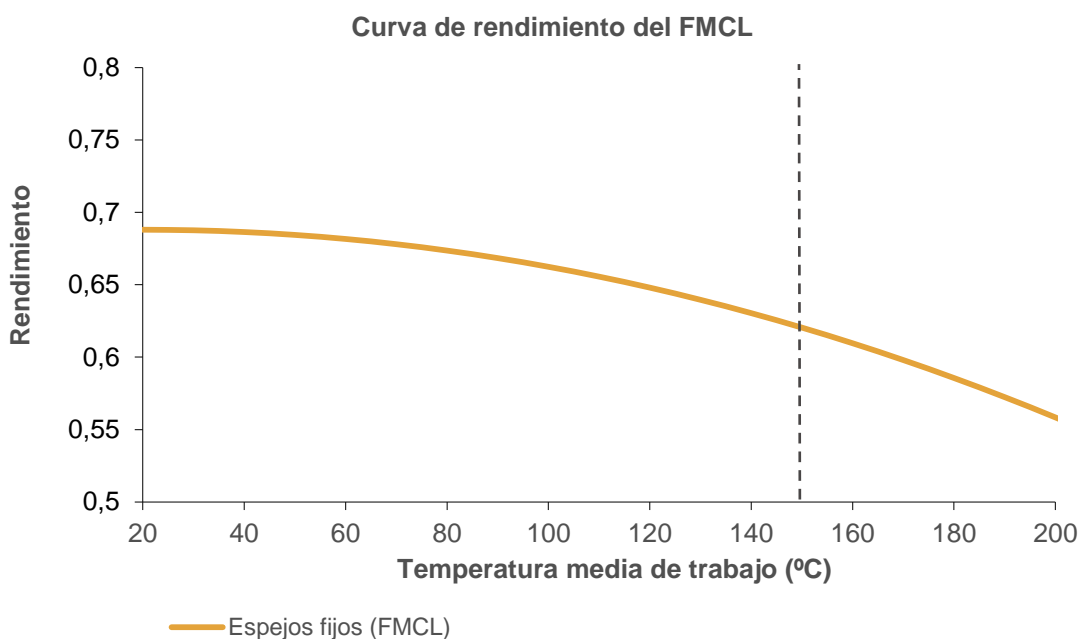


Figura 73: Curva de rendimiento del colector promedio de espejos fijos (Irradiación directa = 1.000 W/m<sup>2</sup>; temperatura ambiente = 20 °C)

### Comparativa rendimiento tecnologías de concentración

En la siguiente gráfica se muestran las curvas de rendimiento correspondientes a los captadores promedio definidos anteriormente para cada tecnología solar de concentración y que serán empleados en las simulaciones a ejecutar. La definición del resto de parámetros físicos y geométricos que caracterizan cada captador: dimensiones, superficie, peso, etc. se han obtenido teniendo en cuenta las características de captadores reales existentes, de manera que su definición los haga representativos de las características que se pudieran encontrar realmente en el mercado. No obstante, en el caso de los colectores cilindro parabólicos y de Fresnel, existen grandes variaciones en cuanto a dimensiones, por lo que en la práctica se pueden encontrar colectores con curvas de rendimiento similares pero de dimensiones muy dispares.

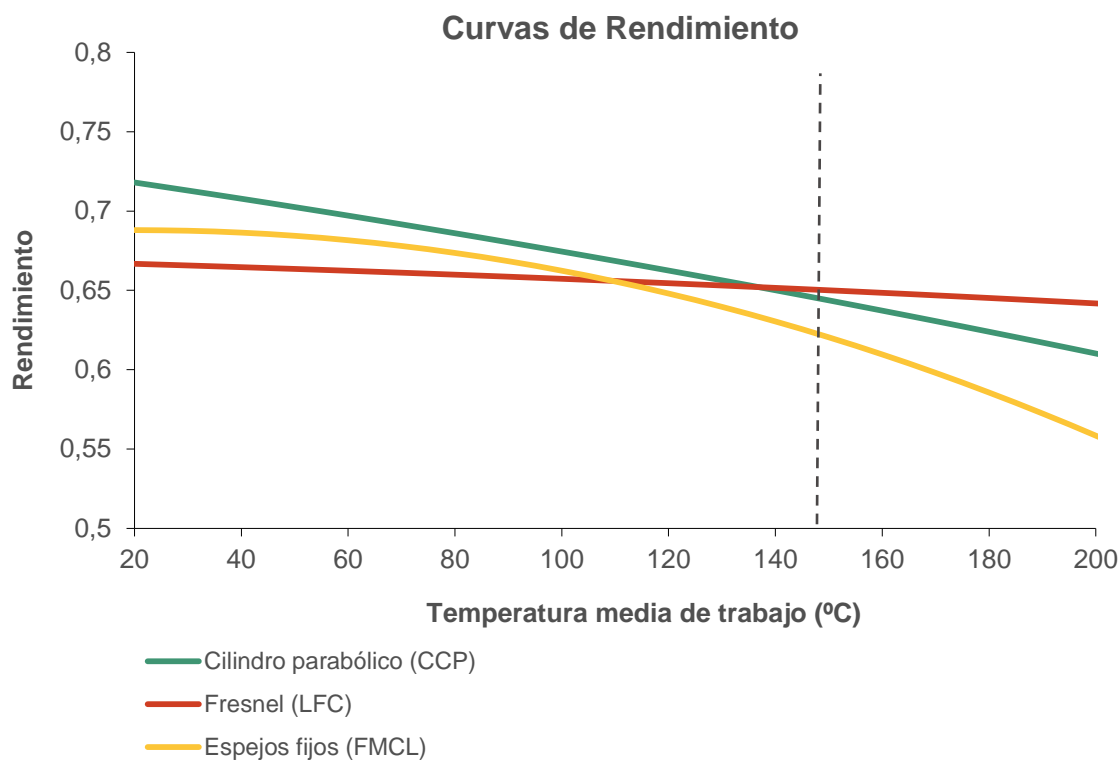


Figura 74: Curvas de rendimiento de los colectores promedio CCP, LFC y FMCL objeto del estudio ( $G_D = 1.000 \text{ W/m}^2$ ;  $T_{amb} = 20 \text{ °C}$ )

En las siguientes tablas se muestran las especificaciones técnicas de cada uno de los captadores MTD definidos anteriormente.

Colector cilindro parabólico		
Parámetros	Unidades	Datos
Longitud del colector	m	23,5
Ancho de apertura	m	2,1
Superficie efectiva del espejo	m <sup>2</sup>	45,4
Superficie bruta	m <sup>2</sup>	50
Longitud focal	m	0,6
Diámetro interior tubo	mm	31
Superficie absorbedor	m <sup>2</sup>	2,7
Peso específico	kg/m <sup>2</sup>	30
Caudal	l/h	1.745 – 4.740
Caudal por unidad de superficie	l/h·m <sup>2</sup>	38,4 – 104,3
Rendimiento óptico nominal	%	71,8

Colector cilindro parabólico		
Parámetros	Unidades	Datos
Coeficiente de pérdidas $c_0$	-	0,7200
Coeficiente de pérdidas $c_1$	$W/(m^2 \cdot K)$	0,5000
Coeficiente de pérdidas $c_2$	$W/(m^2 \cdot K^2)$	0,0005
Coeficiente de pérdidas $c_3$	$W/(m^2 \cdot K^3)$	-

Tabla 32: Especificaciones técnicas del captador cilindro parabólico utilizado para las simulaciones

Colector Fresnel		
Parámetros	Unidades	Datos
Longitud del colector	m	17,5
Ancho de apertura	m	7,8
Superficie efectiva del espejo	$m^2$	100
Superficie bruta	$m^2$	136,5
Longitud focal	m	4,5
Diámetro interior tubo	mm	66
Superficie absorbedor	$m^2$	3,6
Peso específico	$kg/m^2$	27
Caudal	l/h	3.000
Caudal por unidad de superficie	$l/h \cdot m^2$	30
Rendimiento óptico nominal	%	66,7
Coeficiente de pérdidas $c_0$	-	0,6667
Coeficiente de pérdidas $c_1$	$W/(m^2 \cdot K)$	0,1017
Coeficiente de pérdidas $c_2$	$W/(m^2 \cdot K^2)$	0,0002
Coeficiente de pérdidas $c_3$	$W/(m^2 \cdot K^3)$	-

Tabla 33: Especificaciones técnicas del captador Fresnel utilizado para las simulaciones

Colector de espejos fijos		
Parámetros	Unidades	Datos
Longitud del colector	m	8,4
Ancho del colector	m	5,2
Superficie efectiva del espejo	m <sup>2</sup>	37,4
Superficie bruta	m <sup>2</sup>	43,7
Altura máxima	m	1
Diámetro interior tubo	mm	40
Superficie absorbedor	m <sup>2</sup>	6,7
Peso específico	kg/m <sup>2</sup>	29
Caudal	l/h	1.500 – 2.000
Caudal por unidad de superficie	l/h·m <sup>2</sup>	40,1 – 53,5
Rendimiento óptico irradiación directa	%	68,8
Coefficiente de pérdidas c <sub>0</sub>	-	0,688
Coefficiente de pérdidas c <sub>1</sub>	W/(m <sup>2</sup> ·K)	-
Coefficiente de pérdidas c <sub>2</sub>	W/(m <sup>2</sup> ·K <sup>2</sup> )	0,004
Coefficiente de pérdidas c <sub>3</sub>	W/(m <sup>2</sup> ·K <sup>3</sup> )	-

Tabla 34: Especificaciones técnicas del captador de espejos fijos utilizado para las simulaciones

Como se puede apreciar, existen diferencias significativas en cuanto a las dimensiones de cada tipo de captador ya que cada tecnología precisa geometrías muy diferentes para efectuar la concentración. Los tubos absorbedores están fabricados, en todos los casos, con acero inoxidable y disponen de un recubrimiento especial absorbente.

En cuanto a los caudales de trabajo, es habitual que cada fabricante ofrezca un amplio rango de uso. La elección de un caudal u otro viene determinada por las necesidades de temperatura de trabajo de la demanda, obteniéndose mayores temperaturas a menores caudales y viceversa. Algunos fabricantes que han sometido sus equipos a pruebas de rendimiento en laboratorio han obtenido la curva de rendimiento fijando un caudal determinado de ensayo cuyo valor se suele presentar en las características técnicas del captador. No obstante, en este caso, para determinar el caudal a utilizar por captador, así como el número máximo de colectores a conectar en serie en cada batería, se realizan un conjunto de simulaciones modificando los caudales de trabajo y el número de colectores en serie para cada tecnología de concentración, de manera que se pueda determinar qué solución es la que supone un mejor rendimiento.

## 7.2 Orientación de los captadores

Como se ha comentado en el apartado 4 (Análisis tecnológico), existen dos posibles orientaciones de los colectores solares, Norte-Sur y Este-Oeste. Tras haber descrito las características particulares que supone la utilización de una u otra orientación, en el estudio de implantación se ha optado por utilizar una orientación Norte-Sur para las tres tecnologías, ya que la mayor producción esperada para este tipo de orientación durante los meses de verano se adapta mejor a la curva de demanda, que es mucho mayor en verano que en invierno. Además es la solución que maximiza la producción solar a lo largo del año.

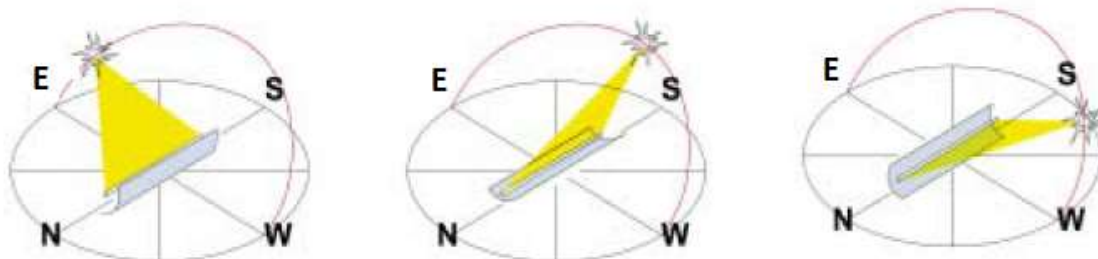


Figura 75: Seguimiento de un colector solar cuyo eje está orientado en la dirección Norte-Sur.  
(Fuente: Process Heat Collectors. Task 33)

## 7.3 Configuración de la conexión a la red

Una instalación solar teóricamente puede satisfacer las demandas de calor y de frío de la red de climatización, debido a que, acorde con las condiciones climatológicas de Jaén, ésta puede producir energía térmica a temperaturas superiores a las temperaturas de consigna establecidas para satisfacer la demanda de calor durante todo el año y superiores a las exigidas por las máquinas de absorción en verano.

Aplicando este criterio, se han analizado las siguientes opciones:

### Caso 1: El sistema solar abastece únicamente a la red de calor.

Las necesidades de calor de la red se destinan a ACS y a calefacción.

Debido a la localización elegida (Jaén), y teniendo en cuenta el perfil de demanda de calor, la necesidad de calefacción se ve limitada únicamente a los meses de invierno, de manera que la demanda se produce exclusivamente desde mediados de octubre hasta principios de mayo. El consumo de ACS permanece prácticamente constante durante todo el año y es considerablemente más bajo que el de calefacción ya que el tipo de edificios a abastecer son oficinas.

Dado que la producción de energía solar aumenta durante los meses de verano al aumentar la disponibilidad del recurso solar, se produciría en ese período un excedente que requeriría de almacenamiento estacional para su aprovechamiento. Por tanto, solo

resultaría de interés analizar el caso en el que el sistema solar se dimensionase para cubrir la demanda de ACS.

Diseñar el campo de forma que abasteciese parte de las necesidades de calefacción, supondría un mayor sobredimensionamiento y la necesidad de una acumulación mayor.

Por lo tanto, el sistema se dimensionará para cubrir, como máximo, la demanda total de ACS de manera que no existan excedentes de producción en verano.

Se ha descartado esta alternativa por los siguientes motivos:

- El potencial de las tecnologías solares escogidas se considera lo suficientemente elevado como para poder obtener una mayor fracción solar.
- La demanda de frío de la red es mayor que la de calor, y debido a la ubicación del parque tecnológico y a las condiciones de irradiación solar, resulta interesante la posibilidad de cubrir parte de esta demanda con energía solar.
- La viabilidad económica de la propuesta será mayor cuanto mayor sea la instalación solar y por tanto la fracción solar obtenida.

#### **Caso 2: El sistema solar abastece únicamente a la red de frío.**

La demanda de frío se produce, casi en su totalidad, durante los meses de verano, coincidiendo con el aumento de la irradiación directa incidente. El periodo de utilización de las instalaciones de refrigeración, no obstante, comienza en abril y termina a primeros de octubre. Durante algunos meses (abril, mayo y septiembre) hay días en los cuales se demanda mayoritariamente calefacción excepto durante las horas centrales del día donde existe cierta demanda de refrigeración, ya que las temperaturas son más altas.

Dimensionar el sistema para cubrir únicamente las necesidades parciales o totales de frío carece de sentido ya que se desaprovecharía gran parte de la energía solar térmica producida en invierno.

Por ello, esta opción no se contempla y se aborda directamente la opción de abastecer a ambas demandas simultáneamente.

#### **Caso 3: El sistema solar abastece la demanda de calor y la demanda de frío.**

La tercera posibilidad consiste en abastecer ambas demandas. Para evitar el sobredimensionamiento del sistema, y empleando los razonamientos previamente mencionados, esta opción resulta de interés para un sistema solar dimensionado para cubrir parcial o totalmente las necesidades de calor de la red, evitando así el desaprovechamiento de energía solar térmica.

De esta forma, las necesidades anuales de ACS estarían cubiertas al 100%, las de frío lo estarían parcialmente y las de calefacción, total o parcialmente en función del tamaño de la instalación solar, es decir, de la superficie instalada. De acuerdo con lo expuesto en los dos casos anteriores, esta es la alternativa que resulta más atractiva ya que supone el máximo aprovechamiento del recurso solar y, por tanto, será ésta la que se emplee en las simulaciones para evaluar el comportamiento del sistema.

En la red la demanda de frío es abastecida completamente mediante máquinas de absorción que se alimentan a su vez del calor generado en las calderas, por lo que, desde el punto de vista de la generación térmica, la demanda de frío representa una demanda de calor equivalente.

Teniendo en cuenta que los colectores solares de concentración permiten obtener temperaturas de operación de hasta 250 °C, se garantiza que el sistema solar es capaz de proporcionar la temperatura de consigna de distribución de la red y de alimentación a las máquinas de absorción.

Finalmente, y de acuerdo con lo expuesto en este caso, la instalación solar se conectaría en paralelo con las calderas de biomasa de manera que, en la práctica, la producción solar se vierte en el circuito común de suministro de la caldera que, a su vez, suministra calor a la red de calor o a las máquinas de absorción.

De esta forma, la demanda de la red se abastece con las calderas de biomasa y con el campo solar, teniendo preferencia este último.

## **7.4 Superficie de captación**

### **7.4.1 Superficie de terreno disponible**

Como se vio en el apartado 4 (Análisis tecnológico), los campos de captación solar se pueden instalar sobre el terreno o en las cubiertas de edificios. La decisión final se basa principalmente en cuestiones de disponibilidad de suficiente superficie, adecuada resistencia estructural de la cubierta del edificio, calificación del terreno, orientación e inclinación de las superficies disponibles, coste de implementación, impacto visual, coste de alquiler o adquisición del terreno, etc.

En este caso los colectores solares de concentración seleccionados como mejor tecnología disponible definidos en el apartado 7.1 (Tipo de captador) tienen unas dimensiones tales que no permiten su integración en ninguna de las superficies de cubierta de los edificios abastecidos por la red de referencia dado que los tamaños de instalación que se plantea superar el espacio disponible al estar éste en su mayoría ocupado por otras instalaciones, tal y como se ha podido comprobar utilizando Google Earth.

Se ha elegido por tanto una parcela de forma casi rectangular ubicada al oeste del edificio de instalaciones de la red. Su lado más largo tiene una orientación paralela a la dirección Norte-Sur y cuenta con espacio suficiente para albergar las diferentes superficies de captación que se plantea simular en el marco de este estudio. La parcela está situada junto a la central de generación y tiene una superficie total bruta de aproximadamente 12.500 m<sup>2</sup>, lo que permite la libre disposición de los colectores en cualquier orientación. Las dimensiones de la parcela han sido medidas mediante Google Earth.



Figura 76: Fotografía de la parcela elegida para la ubicación del campo solar. Superficie limitada por la línea roja ~ 12.500 m<sup>2</sup>. (Fuente: Google Earth)

Se va a plantear la posibilidad de instalar el campo de captadores solares sobre un área rectangular algo más reducida, de 120 x 85 metros, es decir, se considera una superficie bruta para la instalación de los captadores de concentración de 10.200 m<sup>2</sup>, como se muestra en la Figura 77. En cualquier caso, de ser necesario, se podría plantear la posibilidad de realizar una futura ampliación hasta cubrir completamente los 12.500 m<sup>2</sup> disponibles.



Figura 77: Fotografía de la parcela elegida para la ubicación del campo solar. Superficie limitada por la línea verde ~ 10.200 m<sup>2</sup>. (Fuente: Google Earth)



La instalación de captadores sobre el suelo requiere de la preparación del terreno y de cierta obra civil para la construcción de bancadas de hormigón que soporten, lastren y den estabilidad a las estructuras de los captadores. Se requiere adicionalmente la realización de un vallado perimetral que impida la entrada de personas ajenas a la instalación que puedan cometer actos de vandalismo y también por razones de seguridad para prevenir posibles accidentes.

La instalación del campo de captación sobre la parcela requiere el alquiler de los terrenos durante el periodo de vida de la instalación. La ubicación de dicha parcela resulta idónea para la ejecución de la instalación solar por los siguientes motivos:

- Se encuentra muy próxima a la central de generación, por tanto los metros necesarios de tubería de conexión son menores, lo que supone menor coste de la instalación.
- Las pérdidas de calor y de carga del circuito de conexión se reducen bastante al reducirse las distancias de interconexión. La menor pérdida de carga supone la necesidad de bombas de menor tamaño y por tanto también un menor coste de inversión y un ahorro en su consumo eléctrico.
- La ubicación del terreno junto a la central de generación evita la obra civil que supone la apertura de zanjas.

En la Figura 78 se muestra gráficamente la relación que existe entre las pérdidas de calor que se producen en las tuberías de conexión entre la central de generación y la superficie de la instalación solar. Este gráfico sirve como orientación para determinar el orden de magnitud de las pérdidas térmicas que se pueden encontrar cuando se trata de grandes superficies de captación.

Las pérdidas están expresadas como un porcentaje de la energía de salida del colector por km de tubería de conexión entre el campo de colectores y el punto de conexión a la red. Se parte de la hipótesis de que el área del terreno es aproximadamente 3,5 veces el área de apertura del captador solar.

De acuerdo con esta figura, las pérdidas en el caso de ocupar completamente la superficie considerada de 10.200 m<sup>2</sup> se aproximan al 4% de la energía total producida.

Las pérdidas térmicas por metro de tubería aumentan conforme la superficie de implantación requerida disminuye. Esto es debido a que la proporción entre superficie de tubo y volumen contenido en él aumenta para secciones pequeñas y disminuye para secciones grandes, es decir, las tuberías de menor sección tienen una mayor superficie de intercambio con el exterior por unidad de volumen contenido que las tuberías de mayor sección. En la Tabla 35 se muestra la relación entre la superficie y el volumen de un metro de tubería para diferentes secciones de tubería.

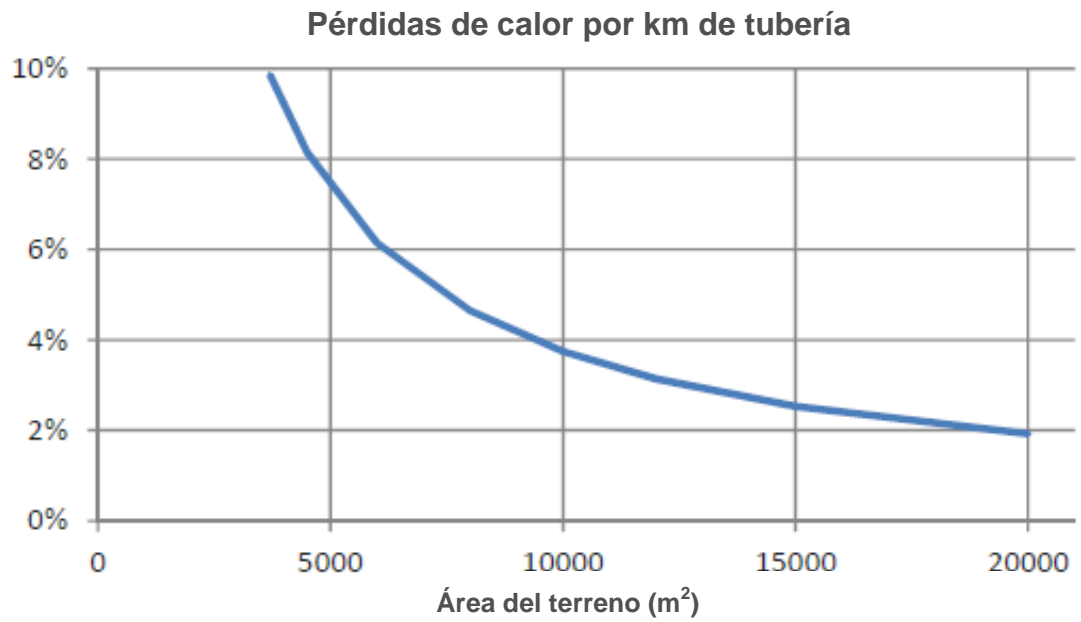


Figura 78: Pérdidas de calor por km de distancia entre el campo de colectores y el punto de conexión a la red en función de la energía entregada por el colector para diferentes áreas (se consideran 3,5 m<sup>2</sup> de terreno por cada m<sup>2</sup> de superficie de colector). (Fuente: Solar district heating guidelines - PlanEnergi)

Diámetro interior (mm)	Ratio Superficie/Volumen (m <sup>2</sup> /m <sup>3</sup> )
26	154
33	121
40	100
51	78
61	66
73	55
104	38
122	33
146	27
175	23

Tabla 35: Relación entre la superficie y el volumen de diferentes secciones de tuberías

### 7.4.2 Pérdidas por obstáculos, orientación e inclinación

Una vez seleccionada la parcela sobre la que instalar los captadores solares, es necesario analizar las pérdidas de irradiación solar que experimenta dicha superficie debido a la proyección de sombras por los edificios u otros elementos circundantes. Tales pérdidas se expresan como un porcentaje de la irradiación global que incide sobre la superficie mencionada en el caso de no existir sombra alguna.

En este caso, los únicos obstáculos que generan sombras sobre la parcela son los dos edificios que se encuentran adyacentes a ella, como se muestra en la Figura 79, para los que se ha considerado una altura media de 6 m.



Figura 79: Edificios que generan sombras en la parcela estimada para los captadores y ubicación del punto de máximo sombreadamiento. (Fuente: Google Earth)

Para el cálculo de las pérdidas de irradiación por sombras es necesario determinar el perfil de los obstáculos que afectan a la superficie de estudio. Dicho perfil se obtiene en base a coordenadas angulares: azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal).

Estos ángulos se determinan con respecto a la ubicación más desfavorable de la parcela, que se corresponde con el punto medio del lado norte del recinto, como se muestra en la Figura 79.

El ángulo azimut del edificio 1 tiene valores de  $-24,2^\circ$  (extremo Sur) y  $-37,6^\circ$  (extremo Norte) y los ángulos de elevación son  $2,7^\circ$  y  $3,4^\circ$ , respectivamente. En cuanto al edificio 2, sus ángulos azimut son  $-45,4^\circ$  y  $-97,4^\circ$  y los ángulos de elevación son  $3,6$  y

5,5° respectivamente. En la Tabla 36 se representan gráficamente los cuatro ángulos correspondientes a cada edificio.





Ángulo	Edificio 1	Edificio 2
Azimut	 <p> <math>\alpha_1 = 37,6^\circ</math>  <math>\alpha_2 = 24,2^\circ</math> </p>	 <p> <math>\alpha_3 = 45,4^\circ</math>  <math>\alpha_4 = 97,4^\circ</math> </p>
Elevación	 <p> <math>\beta_1 = 2,7^\circ</math>  <math>\beta_2 = 3,4^\circ</math> </p>	 <p> <math>\beta_3 = 3,6^\circ</math>  <math>\beta_4 = 5,5^\circ</math> </p>

Tabla 36: Ángulos de elevación y azimut de los dos edificios que generan sombras sobre la parcela estimada para los captadores, calculados desde el punto norte de dicha parcela

Posteriormente hay que comparar el perfil de obstáculos obtenido con el diagrama de trayectorias aparentes del Sol. Para ello se va a utilizar la herramienta contenida en el programa CENSOL 5.0, programa de cálculo y análisis de sistemas de aprovechamiento de la energía solar, desarrollado por el Centro de Estudios de la Energía Solar (CENSOLAR).

Tal y como se muestra en la Figura 80, las sombras generadas por los edificios afectan durante un periodo corto de tiempo por las mañanas, y su valor es despreciable.

Por otro lado, las pérdidas de irradiación por orientación son despreciables dado que la parcela tiene una orientación prácticamente Sur pura (2° Oeste), y las pérdidas por inclinación no tienen sentido en captadores con seguimiento solar, al disponer éstos de un sistema de seguimiento. En cualquier caso, esta apreciación se contrasta con los obtenidos por el programa CENSOL y se comprueba que efectivamente se obtienen valores despreciables.

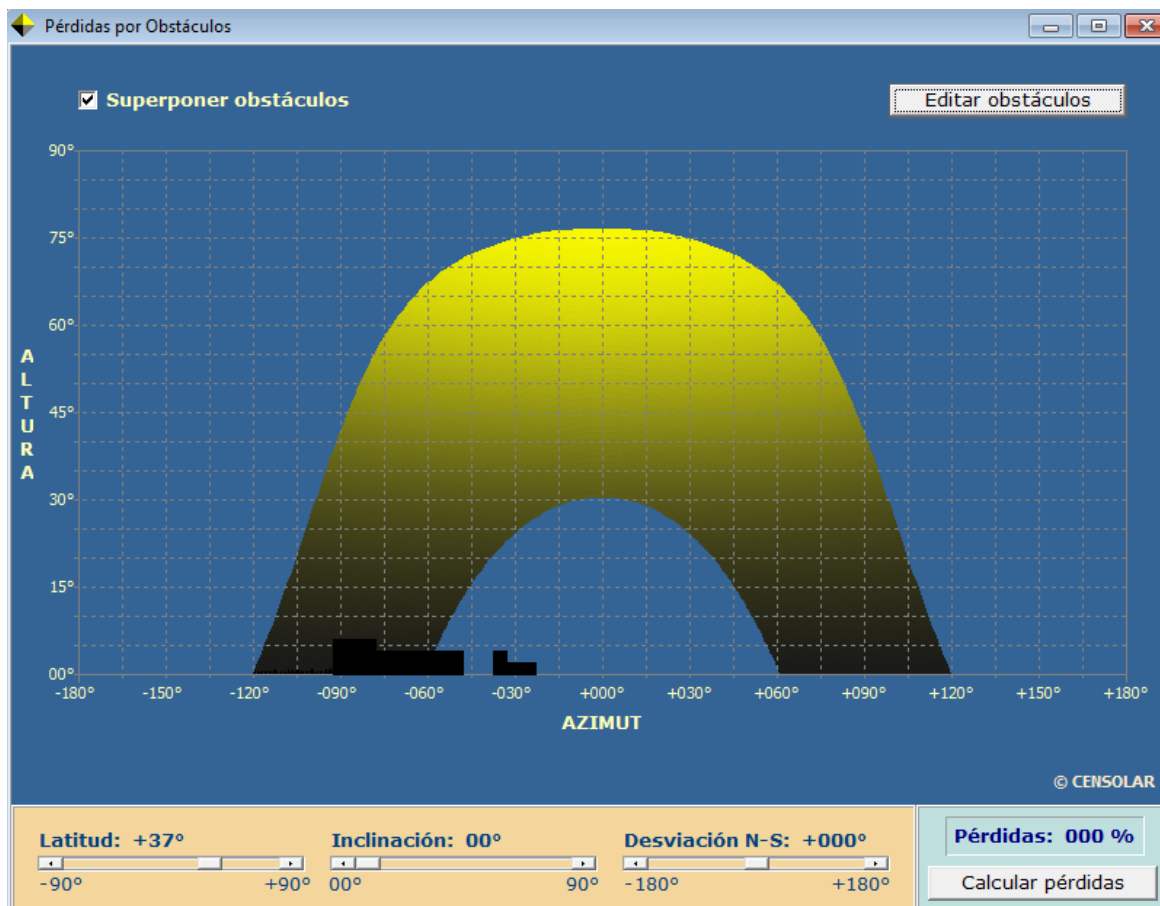


Figura 80: Pérdidas por obstáculos sobre la parcela de la red propuesta para la instalación de los captadores solares. Cálculo realizado con el programa CENSOL 5.0

### 7.4.3 Superficie de apertura

Una vez que se ha identificado la superficie del terreno disponible para la ubicación del campo solar y se ha determinado su viabilidad de uso en cuanto a acceso a la radiación solar, se debe determinar la superficie máxima de apertura solar que se puede instalar para cada tecnología. Para ello es necesario conocer la relación existente entre la superficie bruta requerida del terreno y la superficie de apertura de colectores. Este valor, a su vez depende de la geometría y de las necesidades de espacio de cada tipo de captador utilizado (evitar sombras y acceso para mantenimiento).

La superficie de apertura de un captador de concentración es la proyección plana de su superficie transparente a la irradiación solar incidente no concentrada, mientras que la superficie bruta viene dada por las medidas exteriores del captador, distancia de separación entre filas de colectores y cierto margen en los extremos exteriores del campo.

Como primera aproximación para conocer la relación de superficie de ocupación bruta del terreno y la superficie de apertura, se considera la indicada en las guías SDH, que propone 3,5 m<sup>2</sup> de superficie de terreno por cada m<sup>2</sup> de superficie de apertura. Sin embargo, esta guía se centra en tecnologías solares convencionales, principalmente en captadores planos para baja temperatura y no cubre, por tanto, las tecnologías solares de

concentración. Por ello, aunque este valor sirve como valor orientativo, conviene contrastarlo con valores reales de ocupación de terreno de instalaciones solares de concentración existentes.

A continuación se enumeran y analizan algunas instalaciones para determinar la relación de superficies mencionada anteriormente:

- La instalación solar de concentración de Fresnel de Mafrica (Figura 81), la empresa cárnica de Sant Joan de Vilatorrada, ocupa un terreno con una superficie bruta de unos 7.200 m<sup>2</sup>. La superficie neta de los dos colectores de Fresnel que componen la instalación suma 2.466 m<sup>2</sup> para entregar una potencia de 477 kW. En este caso, la superficie total de la instalación es aproximadamente 2,8 veces la superficie de apertura.



*Figura 81: Instalación Fresnel de Mafrica. Superficie limitada por la línea roja ~ 7.200 m<sup>2</sup>.  
(Fuente Google Earth)*

- La instalación solar de concentración de Fresnel de Qatar (Figura 82) tiene 1.400 m<sup>2</sup> de superficie de apertura y ocupa una superficie bruta de unos 3.500 m<sup>2</sup>, es decir, 2,6 veces más que la superficie de apertura.
- Instalación de Fresnel de Johannesburgo, Sudáfrica (Figura 83). En este caso los espejos están instalados sobre la cubierta del edificio de oficinas de la empresa MTN y tiene una superficie de apertura de 484 m<sup>2</sup>. La superficie de la cubierta ocupada por la instalación es de aproximadamente 1.100 m<sup>2</sup>, de forma que la superficie bruta es 2,3 veces mayor que la de apertura.



Figura 82: Fotografía de la instalación Fresnel de Qatar. Superficie limitada por la línea roja ~ 3.500 m<sup>2</sup> (Fuente: Google Earth)



Figura 83: Instalación Fresnel de MTN en Sudáfrica. Superficie limitada por la línea roja ~ 1.100 m<sup>2</sup>. (Fuente: Google Earth)

- La instalación de Tars, Dinamarca está formada por 4.039 m<sup>2</sup> de CCP y 5.972 m<sup>2</sup> de captadores solares planos. Esta instalación se ha puesto en funcionamiento a principios del año 2015. En las siguientes imágenes se observa que la superficie bruta de espejos parabólicos es de unos 4.600 m<sup>2</sup>. Los captadores planos no aparecen en las fotografías, ya que han sido instalados posteriormente. En este caso, la superficie bruta de CCP supone aproximadamente 1,2 veces la superficie de apertura de los colectores. Esta instalación es la que presenta un menor ratio de ocupación del terreno debido a que los captadores, en este caso, están no están muy distanciados entre sí.



*Figura 85: Instalación de Tars, Dinamarca. Año 2014. Se observa el campo de CCP totalmente finalizado mientras que la parte de espejos planos está siendo construida. (Fuente Google Maps)*



*Figura 84: Fotografía de la instalación de paneles de Trås, Dinamarca. Año 2012. Superficie limitada por la línea roja ~ 4.600 m<sup>2</sup>. (Fuente: Google Earth)*

- En el caso de la tecnología solar de concentración con espejos fijos, solamente existen 3 instalaciones en España y todas ellas están formadas por un único colector. Las instalaciones se encuentran ubicadas en la Universidad de las Islas Baleares, en unas instalaciones del Agroturismo de Mallorca para dar servicio a un SPA y ACS y en el Instituto del Corcho en Mérida. Esta última tiene una potencia de 30,8 kW y la superficie de captación es de 37,4 m<sup>2</sup>. En este caso, dado que la instalación se compone de un único panel de dimensiones 8,3 x 5,2 m, este ejemplo no proporciona información sobre el ratio de terreno requerido por m<sup>2</sup> de apertura de una gran instalación ni sobre los requerimientos de distancias entre captadores.



*Figura 86: Captador de espejos fijos con seguimiento (FMCL) del Instituto del corcho en Mérida. (Fuente: Google Earth)*

Con respecto a la distancia entre colectores, ésta es necesaria para evitar que se produzca sombreadamiento entre ellos, es decir, para evitar las pérdidas debidas a la



posición relativa entre filas de colectores que son causadas por la sombra parcial que algunos colectores pueden proyectar sobre otros. Cuanta mayor distancia exista entre las filas paralelas de colectores, menor es el sombreado que aparece. Las pérdidas por sombras podrían reducirse e incluso eliminarse, aumentando la distancia entre filas paralelas.

En la práctica, es necesario optimizar esta distancia, la cual depende del tipo de tecnología empleada, siendo su influencia mayor para el caso de colectores cilindro parabólicos frente a los Fresnel o espejos fijos.

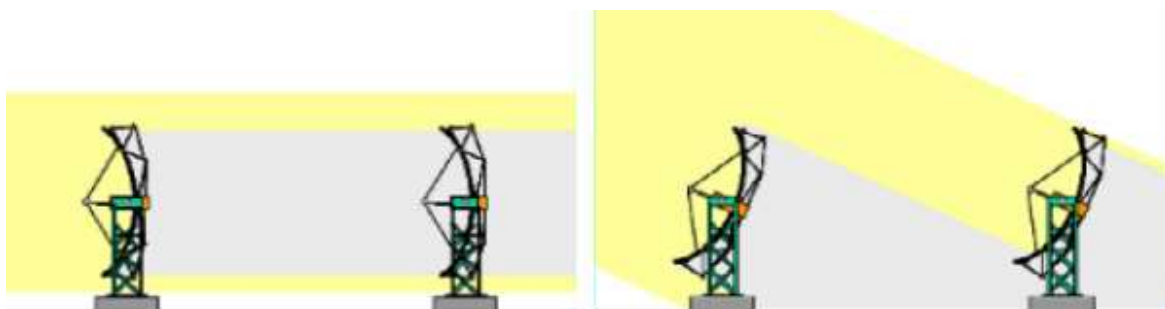


Figura 87: Sombreamientos entre filas de colectores. (Fuente: UPM).

Según las recomendaciones proporcionadas por varios de los fabricantes consultados, se establece que, en el caso de captadores Fresnel, es suficiente con mantener una distancia de 0,5 m a cada uno de los extremos del módulo, es decir, una distancia de 1 m entre módulos, mientras que si se trata de los extremos exteriores del campo de colectores conviene dejar 0,5 m adicionales a cada extremo.

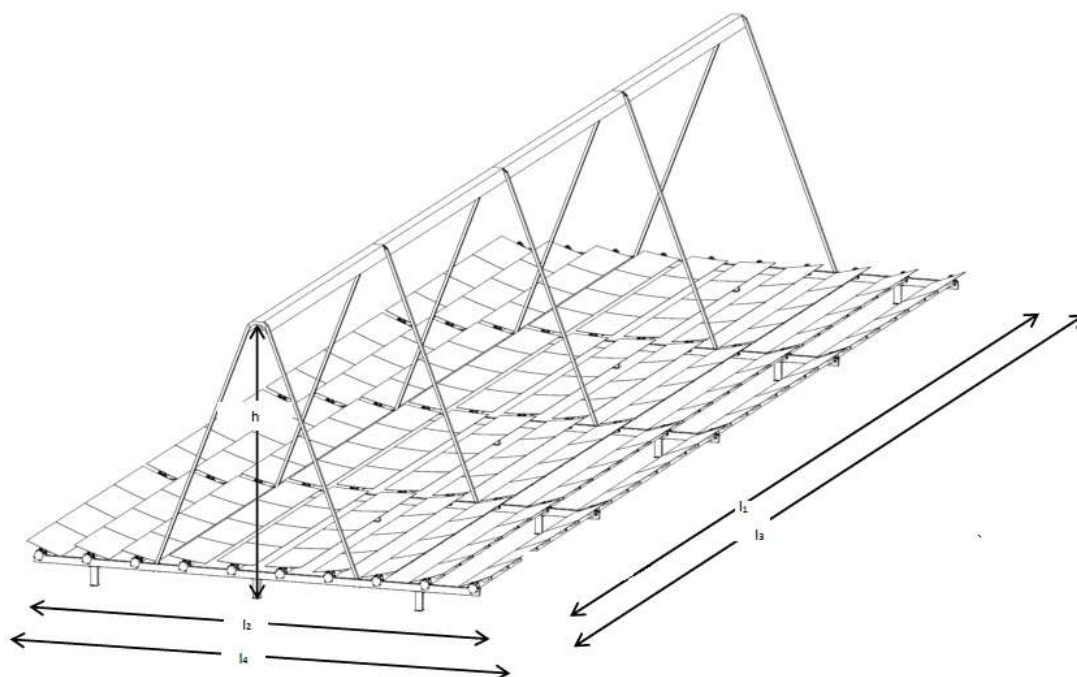


Figura 88: Distancias recomendadas para captadores Fresnel.  $l_3$  y  $l_4$  miden 1 m más que  $l_1$  y  $l_2$  respectivamente. (Fuente: SOLTIGUA)

Los captadores Fresnel apenas se sombrean entre sí ya que por su propia construcción los espejos ubicados en los extremos del captador no alcanzan alturas tales que puedan proyectar sombras sobre captadores aledaños.

Para captadores cilindro parabólicos, se recomienda dejar 0,5 m adicionales en cada extremo longitudinal del módulo (es decir, una distancia de 1 m entre módulos) y una distancia mínima igual a la mitad de la anchura del captador a cada uno de sus extremos transversales, es decir, una distancia transversal entre captadores de valor igual a la anchura de un captador (idealmente convendría dejar una distancia igual a la anchura del colector a cada lado del captador pero en la práctica se suele dejar solo la mitad para mayor aprovechamiento del espacio disponible). Adicionalmente se dejan 0,5 m más en cada extremo si se trata de los extremos exteriores del campo de colectores al igual que en el caso de captadores Fresnel.

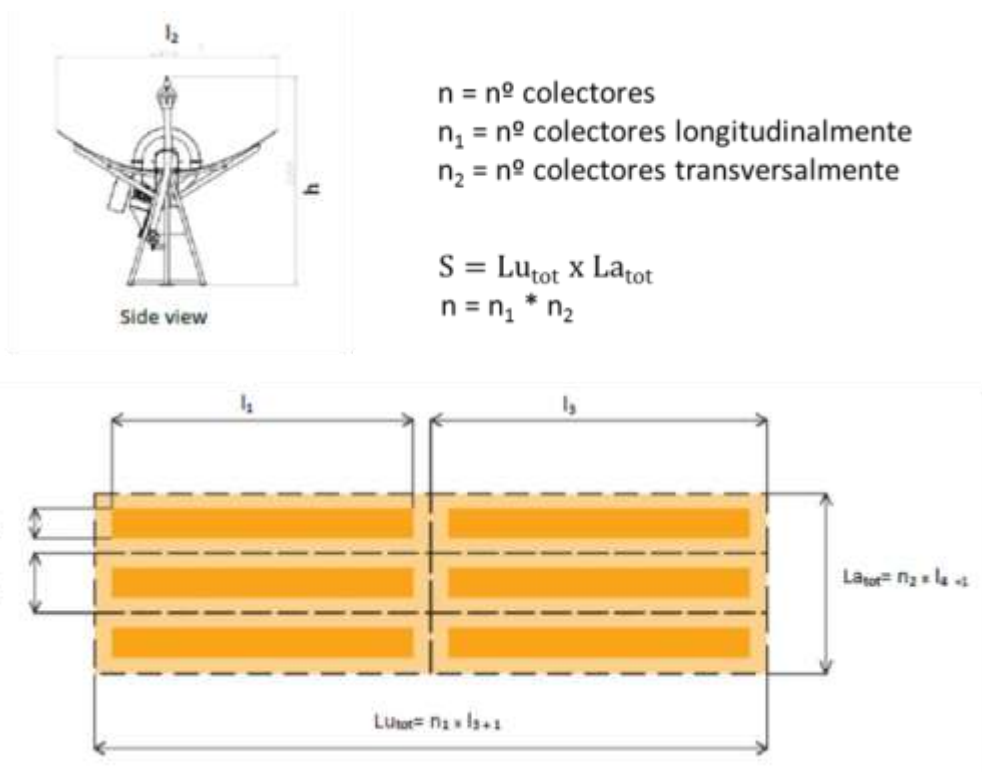


Figura 89: Distancias recomendadas para captadores cilindro parabólicos.  $l_3$  miden 1 m más que  $l_1$ ,  $l_4$  es el doble de  $l_2$ . (Fuente SOLTIGUA)

Como se ha comentado en el apartado 4.2.3 (Colectores de concentración de espejos fijo), los captadores de espejos fijos con seguimiento se suelen instalar con cierta inclinación para conseguir un mayor aprovechamiento de la energía solar durante todo el año. En concreto, para latitudes similares a la red de referencia, se instalan con unos 10-15° de inclinación.

Si se dotase a los colectores de la mencionada inclinación los requisitos de distancias de separación a aplicar para evitar sombreadamientos entre filas de espejos serían los mismos que para los captadores solares planos, que dependen de la latitud de la instalación y del ángulo de inclinación dado a los captadores.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura (IDAE) la distancia mínima entre filas de captadores planos viene dada por la siguiente expresión

$$d = h/\tan(61^\circ - \textit{latitud})$$

donde  $1/\tan(61^\circ - \textit{latitud})$  es un coeficiente adimensional denominado  $k$ .

La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre una fila de captadores y un obstáculo de altura  $h$  que pueda producir sombras sobre la instalación, debe ser superior al valor obtenido por la expresión anterior para garantizar que al menos durante un mínimo de 4 horas en torno al mediodía del solsticio de invierno la radiación solar tiene acceso a la superficie de captación.

Algunos valores significativos de  $k$  se muestran en la siguiente tabla en función de la latitud del lugar.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
$k$	1,6000	2,2460	2,4750	2,7470	3,0780	3,4870

Tabla 37: Valores del parámetro  $k$  para diferentes latitudes. (Fuente: IDAE)

Según este criterio y suponiendo que los paneles de espejos fijos se instalan con una inclinación de  $10^\circ$  y una orientación Norte-Sur, la distancia mínima que se debe dejar entre cada una de las filas de espejos fijos a la latitud de la red de referencia ( $37^\circ$ ) es la siguiente:

$$d = 1,44 \text{ m}/\tan(61^\circ - 37^\circ) = 1,44 \cdot 2,2460 = 3,23 \text{ m}$$

Las dimensiones de estos paneles son  $8,3 \times 5,2$  m para las condiciones de instalación mencionadas, por lo que la altura  $h$  que alcanzan es de  $1,44$  m.

Es decir, al instalar los captadores de espejos fijos con un pequeño ángulo de inclinación de  $10^\circ$  es necesario mantener  $3,23$  m de distancia entre filas para evitar el sombreado de unas filas sobre otras. Este hecho supone una limitación importante de la superficie disponible.

Sin embargo, se va a considerar que los captadores se instalan sin ninguna inclinación, con lo que se evitan los sombreados entre ellos, y se consigue un mayor aprovechamiento de la superficie disponible del terreno. Bastaría con dejar un margen de unos  $0,5$  m a cada extremo de los captadores, al igual que en el caso de los Fresnel, para asegurar un margen suficiente de superficie para la instalación de los captadores y para realizar labores de mantenimiento.

Tras analizar los datos proporcionados por algunos fabricantes y una vez observados los ratios de ocupación de instalaciones solares de concentración existentes, se han obtenido valores del ratio de superficie de ocupación del terreno (superficie de terreno bruta requerida/superficie apertura) de  $2,7$  para colectores cilindro parabólicos,  $1,8$  para captadores Fresnel y  $1,5$  para espejos fijos. En la Tabla 38 se muestran los valores límite

de superficie de apertura que tendrán cabida, acorde con los mencionados ratios de ocupación del terreno, en la parcela de la red de referencia.

Si en el caso del captador de espejos fijos, éstos se instalasen con una inclinación de unos  $10^\circ$ , la relación de superficie de ocupación del terreno respecto a su superficie de apertura sería de 1,9 frente al valor de 1,5 que se obtiene al instalarlos sin ninguna inclinación. Esta diferencia es considerable ya que al analizar la parcela propuesta para la instalación solar, supondría una superficie total de apertura de tan solo  $5.400 \text{ m}^2$  frente a los  $6.600 \text{ m}^2$  que se pueden instalar sin inclinación.

Tipo de captador	Ratio superficie bruta/ superficie apertura	Superficie bruta del terreno ( $\text{m}^2$ )	Superficie de apertura ( $\text{m}^2$ )
Captadores cilindro parabólicos (CCP)	2,7	10.200	3.700
Captadores Fresnel (LFC)	1,8	10.200	5.700
Espejos fijos (FMCL)	1,5	10.200	6.600

Tabla 38: Valores límite de superficie de captación en función del tipo de captadores

Además hay que tener en cuenta que puede ser necesaria una pequeña parte de la superficie disponible de la parcela para el posicionamiento del tanque de acumulación, aunque en principio se ha previsto que este se ubique en la parte frontal del edificio que contiene los equipos de generación.

#### 7.4.4 Fracción solar

Una vez determinadas las limitaciones en cuanto a superficie máxima a instalar, queda por determinar qué fracción solar se quiere alcanzar con la instalación solar. La fracción solar es el porcentaje de la demanda que se abastece con energía solar y está directamente relacionada con la superficie solar instalada.

También hay que tener en cuenta la disponibilidad del recurso solar en Jaén, puesto que la producción de energía solar térmica con tecnologías de concentración depende directamente de la irradiación solar directa incidente. En el apartado 4.2 (Colectores solares de concentración) se comparan los valores de irradiancia global, directa y difusa en Jaén (Figura 28).

A continuación se muestra un gráfico en el que se compara la irradiancia global media diaria de las distintas comunidades autónomas de España. Se observa que Jaén ocupa el octavo lugar con un valor de irradiancia global media de  $5,18 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$  frente al máximo valor de  $5,40 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$  correspondiente a Santa Cruz de Tenerife. Por otro lado, los menores valores de irradiancia ( $3,54 \text{ kWh/m}^2\text{-día}$ ) se dan en el Norte de España (Bilbao y San Sebastián).

### Irradiación global media diaria (1983-2005)

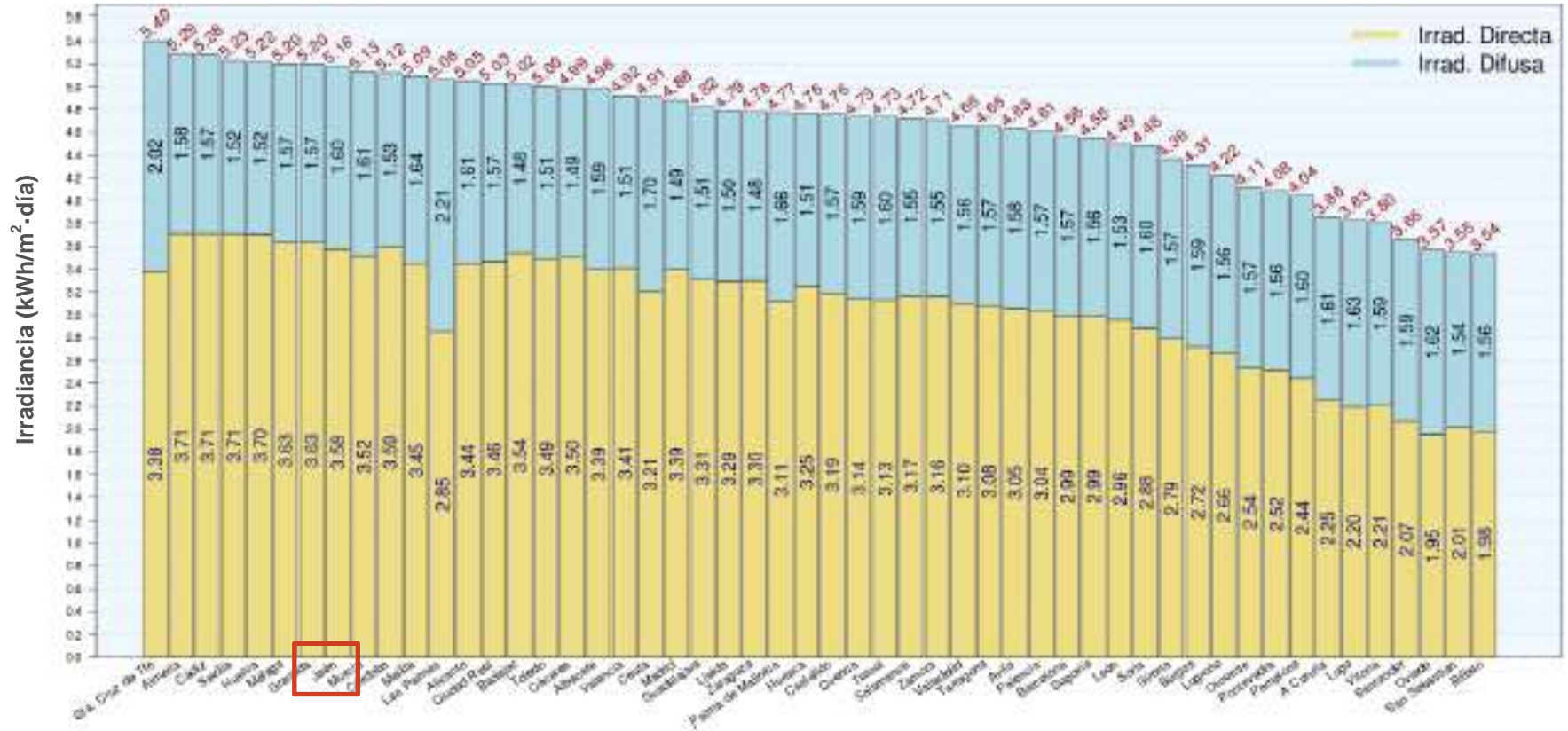


Figura 90: Irradiación solar directa, difusa y global en cada comunidad autónoma. (Fuente: Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT, AEMET)

Una vez establecidos el resto de variables a tener en cuenta en las simulaciones, se debe determinar qué fracción solar optimiza el rendimiento de producción de la instalación solar, es decir, qué fracción supone una mayor producción energética por m<sup>2</sup>.

Para ello se simulan instalaciones con superficies crecientes de en torno a los 500, 1.000, 2.000, 3.000, 4.000, 5.000 y 6.000 m<sup>2</sup>. No obstante, como se ha comentado anteriormente, la superficie disponible de la parcela limita el tamaño máximo de la instalación en función de la tecnología solar empleada.

No se han simulado instalaciones de tamaño inferior a los 500 m<sup>2</sup> porque simulaciones previas realizadas ofrecen resultados de cobertura solar poco significativos.

Se evalúan valores de superficie que sean múltiplos de la superficie efectiva unitaria de cada tecnología de captación con el fin de obtener un número entero de captadores para definir el campo en cada caso. Las superficies reales a simular dependen de la superficie de apertura de los captadores medios determinados anteriormente siendo éstas:

Superficie de apertura (m <sup>2</sup> )	Superficie de apertura real de cada tecnología (m <sup>2</sup> )*		
	Cilindro parabólico	Fresnel	Espejos fijos
500	545,4	600	800
1.000	1.090,8	1.000	1.200
2.000	2.090,7	2.000	2.000
3.000	3.090,6	3.000	3.200
4.000	**	4.000	4.000
5.000	**	5.000	5.200
6.000	**	5.600	6.660

\* La superficie de apertura real viene determinada por las dimensiones de cada uno de los colectores definidas en el apartado 7.1.

\*\* La máxima superficie de apertura de CCP que se puede instalar en la parcela estimada para los captadores es de 3.700 m<sup>2</sup> como se ha indicado en la Tabla 38, por ello, solamente se simula hasta superficies de apertura de 3.000 m<sup>2</sup>.

*Tabla 39: Superficies de apertura reales consideradas para las simulaciones en función de las dimensiones físicas de cada uno de los captadores*

El rango de valores dentro del cual puede encontrarse la fracción solar óptima depende del perfil de demanda de la red. Teóricamente, ésta podría llegar al 100%, en el caso de que el perfil anual de producción de energía solar se pudiese adaptar perfectamente al perfil de demanda de la red. En la práctica, existen limitaciones en cuanto al valor máximo de cobertura a alcanzar, debido a que es posible que no toda la energía solar producida pueda ser aprovechada, debido a discontinuidades en la demanda, al alcance de temperaturas de consigna en depósitos, etc.

En este estudio el valor máximo de la fracción solar a alcanzar depende del perfil de demanda de calor agregada correspondiente a las dos aplicaciones abastecidas que se han detallado en el apartado 5.2 (Demanda de la red): demanda de calor y demanda de calor equivalente para la producción de frío. La producción solar no debe sobrepasar de manera significativa la demanda en ningún mes del año, de otro modo, se estaría desaprovechando parte de la energía producida. La producción de energía solar debe adaptarse de la mejor manera posible a la demanda de la red, como se muestra en la siguiente figura.

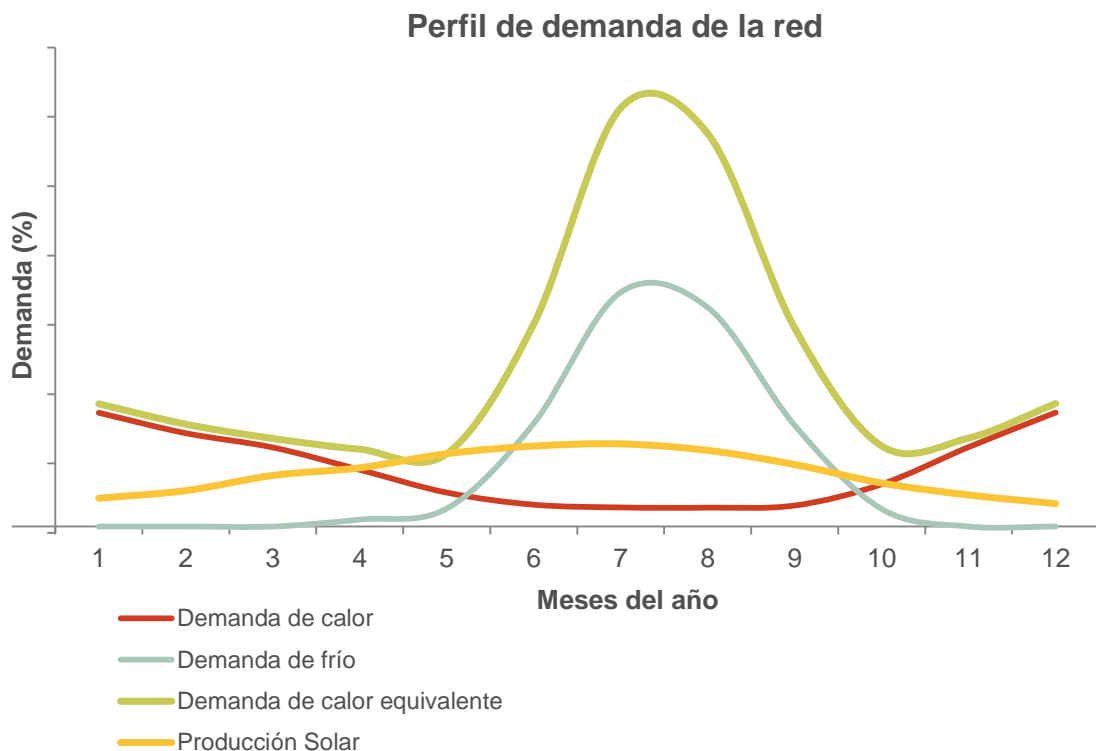


Figura 91: Perfil de demanda anual de la red. Demanda de calor, de frío, de calor equivalente y producción total solar

## 7.5 Acumulación

Encontrar un volumen de acumulación que se adapte bien y equilibradamente a todas las circunstancias de operación de la instalación solar y de la red es un ejercicio que se debe resolver a través de las simulaciones, ya que es una variable compleja de determinar que depende de la demanda, la superficie de captación, radiación solar disponible, etc.

En cuanto al tipo de acumulación a incorporar se plantean dos opciones, realizar una acumulación diaria o una acumulación estacional.

Se descarta la posibilidad de incorporar acumulación estacional debido a que, en el caso de una red como la de referencia, en verano se debe satisfacer la demanda de frío de la red a través de las máquinas de absorción, por lo que no va a existir un excedente de

energía. Además, la elevada temperatura de trabajo de la red de calor; de 105 °C, resulta demasiado alta y complica la gestión del sistema de almacenamiento. La utilización de este tipo de almacenamiento debe estar claramente justificada dado que supone incurrir en unos costes muy superiores a los correspondientes a una acumulación diaria. Algunos de los principales factores que hacen incrementar este coste son los siguientes:

- La construcción de este tipo de almacenamientos suele requerir de una gran superficie disponible, abundante obra civil y elevados espesores de aislamiento.
- Para compensar las pérdidas térmicas que, aun minimizándolas, tendrían lugar, sería necesario sobredimensionar y/o reconfigurar el campo el campo de captación aumentando el número de colectores conectados en serie para almacenar energía a temperaturas más altas, de este modo, se dispondría de un margen suficiente entre las temperaturas de almacenamiento y las de demanda de la red.
- Existiría también la opción de aprovechar la energía almacenada en el volumen de acumulación estacional para abastecer demandas de menor temperatura durante el invierno, como podría ser el caso de ACS, pero esto requeriría realizar una instalación de distribución adicional separada de la existente para abastecer esa demanda.

Un almacenamiento a corto plazo, sin embargo, no solo queda justificado, sino que supone una serie de ventajas para la integración de la instalación solar en una red como la de referencia. Por un lado, permite alcanzar mayores temperaturas en el campo de colectores y, por tanto, un mayor aprovechamiento del recurso solar, almacenándose en el depósito energía a una temperatura superior a la de consigna de la red que posteriormente se derive a ésta a través de una válvula de mezcla con el retorno que la regule hasta un valor adecuado. Por otro lado, este tipo de almacenamiento permite acumular cierta cantidad de energía en aquellos periodos de tiempo durante los cuales la generación y el consumo no sean simultáneos. La elevada temperatura de acumulación que es posible alcanzar en algunas ocasiones garantiza la disponibilidad de energía incluso durante 12 horas, lo que contribuye al acondicionamiento del circuito de distribución a primera hora de cada día.

Una vez definido el tipo de acumulación a realizar queda definir la relación entre el volumen de acumulación y la superficie de captación. Éste, como se ha mencionado anteriormente, es un parámetro importante que puede tener una influencia significativa en los resultados energéticos del sistema. Relaciones de acumulación pequeñas, de entorno a los 20-50 l/m<sup>2</sup>, suelen ser consideradas acumulaciones a muy corto plazo cuyo objetivo es lograr cierta estabilidad en el suministro y hacer frente a cortas discontinuidades de la demanda. Relaciones de acumulación mayores, entre 100-200 l/m<sup>2</sup>, son adecuadas cuando el desfase entre producción y demanda es significativo o cuando se prevé que la capacidad de producción puede exceder circunstancialmente la capacidad de evacuación del calor generado a la red.

En el caso particular que nos ocupa, existe una clara superposición entre el perfil diario de demanda de red y la producción solar, por lo que, al tratarse de un almacenamiento diario (no estacional), el volumen del tanque debe ser el menor posible que permita aprovechar la mayor energía solar disponible durante todo el año.



A pesar de existir simultaneidad entre la demanda y la producción, la definición de este ratio es un ejercicio complejo ya que la instalación solar no producirá lo mismo en verano que en invierno y la red tampoco demandará la misma cantidad de energía. Por tanto, teóricamente, el volumen de acumulación necesario para almacenar la energía producida tampoco debería ser el mismo para cada estación.

El ratio de acumulación debe ser un valor equilibrado, de manera que sea lo suficientemente grande como para poder aprovechar al máximo la energía captada en verano y, por otro lado, no sea demasiado grande como para que en invierno la acumulación no llegue a alcanzar las temperaturas de operación requeridas por la red.

El documento “Guía para redes solares de calefacción” (“Solar District Heating Guidelines”) desarrollado en el marco del proyecto europeo SDH, incluye una gráfica que relaciona el ratio entre el volumen de almacenamiento y la superficie de captación con la fracción solar (Figura 92). Los valores representados en el gráfico están planteados principalmente para su uso en instalaciones que incorporen almacenamiento estacional. Su resolución para ratios de acumulación pequeños, inferiores a 100 l/m<sup>2</sup>, como los que se plantean en este estudio, es muy baja y, además, para esos valores, la gráfica presenta un aspecto constante que no permite distinguir diferencias de valores de ratios de acumulación para diferentes fracciones solares.

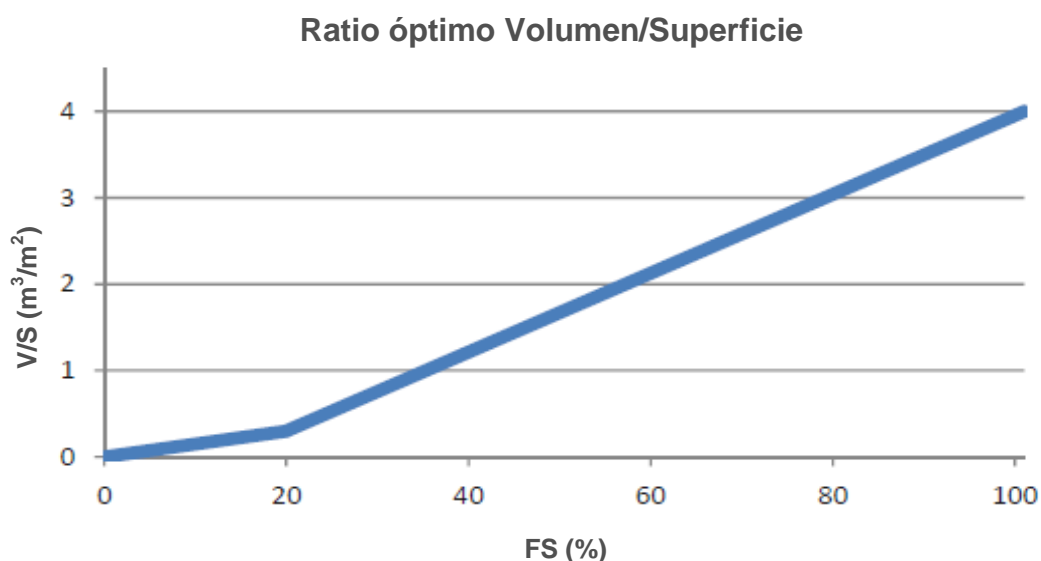


Figura 92: Aproximación del ratio óptimo entre el volumen de almacenamiento y la superficie de colectores. (Fuente: SDH Guidelines)

Al ser un gráfico basado en instalaciones con acumulación estacional, la fracción solar que se indica para los menores ratios de acumulación es muy baja. No obstante, del análisis del gráfico se extrae una conclusión que puede tener cierta importancia a la hora de dimensionar el rango de ratios de volumen de acumulación a simular, y es que, a relaciones de volumen de acumulación crecientes se aprecia cómo las producciones solares son también crecientes.

Es necesario, por tanto, realizar cálculos y simulaciones que determinen y permitan optimizar este valor, comprobando que efectivamente el ratio de acumulación y la producción solar aumentan simultáneamente. Se debe establecer asimismo cuál es su valor máximo, ya que cuando se alcanzan fracciones solares altas, el rendimiento de la instalación solar decrece de manera que la relación entre el ratio de acumulación y la fracción solar no será siempre proporcional.

Se han analizado numerosas instalaciones solares de concentración, tanto a nivel europeo como nacional, para determinar los rangos más habitualmente utilizados de ratio de acumulación. En primer lugar, cabe mencionar la dificultad de acceso a este valor puesto que, en la mayoría de instalaciones solares de concentración existentes que se han identificado, no se publica el dato correspondiente al volumen de almacenamiento diario. En el caso de instalaciones con acumulación estacional este valor es más fácil de encontrar.

Algunas de las instalaciones solares que se han comentado en el apartado 4 (Análisis tecnológico) y de las que se conoce el ratio de acumulación son las siguientes:

- Instituto del Corcho en Mérida: La instalación de espejos fijos con seguimiento solar (FMCL) que abastece las necesidades de agua caliente de proceso para la fabricación de corcho tiene una superficie de apertura de 37,4 m<sup>2</sup>, siendo el volumen del tanque de almacenamiento diario de 0,75 m<sup>3</sup>, por lo tanto, su ratio de acumulación tiene un valor de 20 l/m<sup>2</sup>.
- Planta solar térmica de Mafrica (empresa cárnica en St Joan de Vilatorrada): La planta de espejos Fresnel que cubre la demanda de agua caliente sanitaria para la higiene y limpieza del matadero tiene una superficie de 2.466 m<sup>2</sup> y consta de dos depósitos de 100.000 litros de capacidad. El ratio de acumulación en este caso es 81 l/m<sup>2</sup>.
- En cuanto a redes de calefacción a nivel europeo, la red de Tars en Dinamarca consiste en una combinación de espejos planos (4.039 m<sup>2</sup>) y colectores cilindro parabólicos (5.972 m<sup>2</sup>). Los captadores planos precalientan el agua desde 40 °C hasta unos 60-70 °C (lo que supone un 15-20% del calor requerido por la red). Posteriormente, los colectores cilindro parabólicos calientan el agua hasta los 90-95 °C, que es la temperatura requerida por la red y a la que se almacena el agua caliente en dos tanques de 1.100 m<sup>3</sup> cada uno. El ratio de acumulación de esta instalación es de 220 l/m<sup>2</sup>. En este caso se tiene un ratio mayor a lo establecido en el presente estudio debido a la peculiaridad de la configuración de esta instalación. El calentamiento en dos etapas precisa de una gran estratificación en la acumulación para optimizar el rendimiento del campo de captación de captadores planos y no enfriar la acumulación a alta temperatura correspondiente a los colectores cilindro parabólicos.

Para realizar las simulaciones se ha definido un rango de valores para el ratio de volumen/área comprendido entre 20 l/m<sup>2</sup> y 100 l/m<sup>2</sup>. No se ha considerado un escenario sin acumulación ya que, del resultado de simulaciones previas para evaluar el comportamiento de las instalaciones solares, se ha determinado que la no existencia de

acumulación supone una disminución considerable del rendimiento de la instalación y perjudica su estabilidad, mientras que ratios de acumulación crecientes mejoran, en general, la fracción solar.

Se ha establecido un ratio máximo de 100 l/m<sup>2</sup> por ser éste un valor representativo que cubre la mayoría de los valores utilizados en otras instalaciones. Además, como resultado de las simulaciones preliminares mencionadas con anterioridad, se ha comprobado que incrementos por encima de este valor no suponen incrementos sustanciales en la fracción solar obtenida.

Las simulaciones preliminares también muestran que las fracciones solares obtenidas para los ratios de acumulación planteados (entre 20 y 100 l/m<sup>2</sup>) ofrecen mejores valores que los determinados en la Figura 92.

Ratio de acumulación	
Volumen acumulación / Superficie apertura (l/m <sup>2</sup> )	20
	50
	80
	100

Tabla 40: Límites para el ratio volumen/superficie utilizados

A la hora de determinar qué ratio de volumen de acumulación por superficie de apertura se debe emplear, se imponen dos limitaciones. Por un lado, se limita el tamaño máximo del volumen de acumulación a 150.000 litros por razones de ocupación de espacio (150 m<sup>3</sup> supondrían un acumulador de aproximadamente 5 m de diámetro y 8 m de altura) y, por otro lado, se debe buscar una relación de equilibrio entre el volumen de acumulación y el caudal de aporte a la red, de manera que la recirculación entre la red y el depósito sea tan baja que suponga un enfriamiento excesivo de éste e impida la posibilidad de aporte a las temperaturas de impulsión consignadas.



Figura 93: Depósitos para acumulación centralizada de agua caliente para utilización en circuitos de distribución para calefacción y producción de agua caliente sanitaria. (Fuente LAPESA)

Las características constructivas del depósito deben ser tales que soporten la temperatura y la presión del circuito de aporte de energía solar a la red. Se ha previsto que la acumulación pueda soportar temperaturas de hasta 140 °C y 8 bar de presión. El depósito será de acero al carbono S235J (norma DIN 17175) sin revestimiento interno, con boca de hombre DN400 para su limpieza y mantenimiento interior. El aislamiento se efectuará in situ con lana de vidrio de 60 mm de espesor en cumplimiento con lo dispuesto en RITE que, a su vez, se recubrirá de chapa de aluminio de 6 mm de espesor.

## 7.6 Fluido caloportador

Como se vio en el apartado 4 (Análisis tecnológico) existen principalmente dos tipos de fluido caloportador que se podrían usar con instalaciones de concentración: agua y aceite térmico. En este estudio se ha considerado que el agua puede ser un adecuado fluido de trabajo ya que, dado que no se van a superar temperaturas muy elevadas (150 °C), las presiones en el campo de captación serán manejables. Además, el agua tiene mejor capacidad calorífica que el aceite, no es tóxico, es más económico, requiere menos mantenimiento, no requiere una gestión ambiental específica y se evita el riesgo de incendio o explosión.

Además existe amplia experiencia en la ejecución y operación de instalaciones de agua sobrecalentada o vapor, lo cual supone un punto a favor a la hora de encontrar empresas instaladoras y mantenedoras de este tipo de instalaciones.

En circuitos cerrados se debe tener en cuenta el hecho de que la instalación pueda tener riesgo de heladas, por lo que, puede ser necesario incorporar anticongelante al fluido. Este no es el caso de la red de referencia, que se encuentra en Jaén donde la temperatura media anual está en torno a 16,9 °C y las mínimas temperaturas, acorde con los datos meteorológicos utilizados en el CALENER para Jaén, suelen darse a mediados de enero, alcanzando valores próximos a 0 °C. No obstante, la temperatura mínima histórica de Jaén es de -8 °C, temperaturas que se podrían combatir mediante la utilización de adecuadas estrategias de control; haciendo circular el fluido a partir de cierta temperatura ambiente y calentando el campo de captación aprovechando la temperatura acumulada en el depósito. El agua utilizada debe ser agua desmineralizada y su pH debe controlarse mediante aditivos estabilizantes o anticorrosivos.

Al elegir agua como fluido caloportador, y dadas las presiones de operación, es necesario presurizar la instalación para evitar la posible aparición de vapor, que perjudicaría al correcto funcionamiento del sistema. En el caso de la red de referencia, la temperatura de demanda de la red es de 105 °C por lo que se trabajará con agua sobrecalentada a unos 6 bar de presión. Dicha presión es suficiente para evitar la vaporización del agua incluso alcanzando temperaturas de unos 150 °C. Estas presiones de trabajo permiten la utilización de equipos convencionales sin necesidad de mayores requisitos.

## 7.7 Caudales del sistema

Otra de las variables a determinar es el caudal que transporta la energía en cada circuito de la instalación y que tiene una gran influencia en el aprovechamiento de la energía captada.

La instalación dispone de tres circuitos hidráulicos diferenciados: el circuito primario o de captación, el circuito secundario de acumulación y el circuito de consumo o de aporte de energía desde el depósito a la red. En la Figura 94 se muestran estos tres circuitos. El esquema representado se describe en detalle en el apartado 8 (Simulaciones).

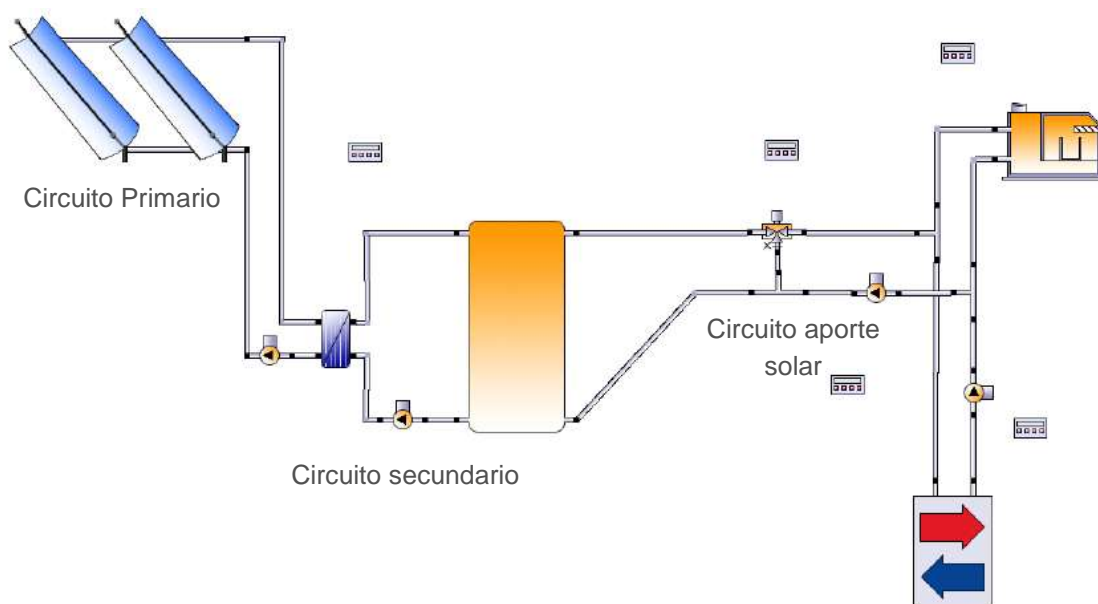


Figura 94: Circuito primario, circuito secundario y circuito de aporte solar de la instalación. (Fuente: POLYSUN)

### Circuito primario

El caudal del circuito primario coincide con el caudal de diseño de la instalación solar y está definido por el caudal necesario para cada tipo de captador, número de captadores y configuración hidráulica.

El rango aceptable de caudales que debe circular a través de un colector es proporcionado por el fabricante. En este estudio, dicho caudal se establece a partir de los parámetros técnicos calculados en el apartado 7.1 (Tipo de captador) para cada colector MTD (mejor tecnología disponible). Concretamente, en las Tabla 32, Tabla 33 y Tabla 34 se incluye el rango de caudales admitido para cada tecnología.

Se selecciona el valor mínimo de cada intervalo de caudales admitido puesto que se ha comprobado mediante una serie de simulaciones preliminares que es este valor el que permite un comportamiento más eficiente de los captadores.

En la Tabla 41 se indican los caudales por colector empleados para cada tecnología y su superficie de apertura.

Tecnología	Caudal por colector (l/h)	Superficie apertura (m <sup>2</sup> )	Caudal por colector (l/h.m <sup>2</sup> )
Colector cilindro parabólico	1.745	45,45	38,40
Colector lineal de Fresnel	3.000	100	30
Colector de espejos fijos	1.500	37,4	40,10

Tabla 41: Superficie apertura y caudales que circulan por cada colector MTD definido en el estudio

Como se ha comentado en el apartado 4.7.2 (Dimensionado de circuitos hidráulicos), los colectores se distribuyen en el campo solar agrupados en baterías en las que pueden estar conectados en serie o en paralelo. En este estudio, los colectores se van a agrupar en baterías de dos colectores en serie cada una.

En las siguientes tablas se muestran, para cada tecnología, el número de colectores y de baterías que componen cada instalación a simular junto con la superficie y el caudal que corresponde a cada una de ellas.

Colector cilindro parabólico			
Nº Colectores	Nº Baterías	S. Apertura (m <sup>2</sup> )	Caudal solar (l/h)
12	6	545	1.745 x 6 = 10.470
24	12	1.091	1.745 x 12 = 20.940
46	23	2.091	1.745 x 23 = 40.135
68	34	3.091	1.745 x 34 = 59.330
90	45	4.091	1.745 x 45 = 78.525
112	56	5.090	1.745 x 56 = 97.720

Tabla 42: Nº de baterías, colectores, superficie y caudal para la instalación de CCP a simular

Colector Fresnel			
Nº Colectores	Nº Baterías	S. Apertura (m <sup>2</sup> )	Caudal solar (l/h)
6	3	600	3 x 3.000 = 9.000
10	5	1.000	5 x 3.000 = 15.000
20	10	2.000	10 x 3.000 = 30.000
30	15	3.000	15 x 3.000 = 45.000
40	20	4.000	20 x 3.000 = 60.000
50	25	5.000	25 x 3.000 = 75.000

Tabla 43: Nº de baterías, colectores, superficie y caudal para la instalación de LFC a simular

Colector espejos fijos			
Nº Colectores	Nº Baterías	S. Apertura (m <sup>2</sup> )	Caudal solar (l/h)
14	7	524	7 x 1.500 = 10.500
27	14	1.010	14 x 1.500 = 20.250
54	27	2.020	27 x 1.500 = 40.500
81	41	3.029	41 x 1.500 = 60.750
107	54	4.002	54 x 1.500 = 80.250
134	67	5.012	67 x 1.500 = 100.500

Tabla 44: Nº de baterías, colectores, superficie y caudal para la instalación de FMCL a simular

### Circuito secundario

Los circuitos primario y secundario están conectados mediante un intercambiador de calor de placas, con una relación de caudales 1:1, capaz de transferir la energía entre ambos de manera eficiente. De este modo, el caudal del circuito secundario coincide con el del primario, para cada instalación.

### Circuito de aporte

El caudal de aporte a la red depende de la demanda a abastecer. En el caso particular de la demanda estimada en el apartado 5.2.1 (Demanda diseño), ésta varía a lo largo del año, manteniendo constante su salto térmico y variando, por tanto, su caudal para ajustarse al consumo energético.

Puesto que el caudal del circuito de aporte debe ajustarse a la demanda existente, éste debe ser un caudal variable y proporcional al de la red. Para determinar esta relación de caudales se han realizado unas simulaciones previas de las que se concluye que el rendimiento de la instalación solar aumenta con el caudal de aporte, de forma que se define como valor óptimo de dicho caudal el 90% del caudal de la red. Los resultados de estas simulaciones preliminares se muestran en la Tabla 66 del apartado 8 (Simulaciones).

Del perfil de demanda estimado se obtiene que el valor máximo del caudal de la red es de 197 m<sup>3</sup>/h; no obstante, esta situación se produce solo en los meses de verano cuando la demanda es mayor y durante periodos muy cortos, siendo su caudal medio de unos 45 m<sup>3</sup>/h durante todo el año.

Aplicando la relación establecida del 90% se obtiene un caudal máximo de aporte de 177,3 m<sup>3</sup>/h y un caudal medio anual de 40,5 m<sup>3</sup>/h.

## 7.8 Tuberías

La selección del diámetro de las tuberías se calcula en función del caudal y de la velocidad del fluido que circula por su interior.

Se adopta como criterio de selección el no superar una velocidad del fluido de 1 m/s, de forma que las pérdidas de carga que se generen no resulten excesivas.

A continuación se detalla qué configuración hidráulica se ha elegido y qué secciones de tubería se han seleccionado para cada circuito.

### Circuito primario

La sección de cada tramo de tubería del circuito primario viene determinada por el caudal que circula por cada una de las baterías que conforma el campo de captación y por la configuración hidráulica elegida para realizar el conexionado entre ellas. Las secciones varían para cada tecnología a simular, ya que el caudal que circula por cada una de ellas es diferente.

Para definir la configuración del circuito de distribución se ha efectuado un cálculo de optimización para determinar qué tipo de conexión entre las diferentes baterías supone un menor número de metros de tubería y, por tanto, un menor coste.

Dado que la parcela seleccionada para ubicar los colectores tiene forma rectangular y se encuentra orientada de manera que su lado mayor es paralelo a un eje Norte-Sur (7.4 Superficie de captación) y que los colectores se ubicarán también con orientación Norte-Sur (7.2 Orientación de los captadores), es relativamente sencillo determinar los metros de cada configuración elegida, ya que su disposición será muy homogénea y fácilmente calculable. Como se ha mencionado previamente, para las tres tecnologías se ha previsto que las baterías estén formadas por dos colectores conectados en serie.

La conexión entre las baterías se puede hacer de forma horizontal (Figura 95 derecha), es decir, conectando las diferentes filas de baterías entre sí y recogiendo el caudal total de todas ellas en una tubería general ubicada en el lado este de la parcela. Esta tubería general recorrerá el lado más largo de la parcela hasta la central. O, por otro lado, se puede realizar una conexión de baterías por columnas de forma vertical (Figura 95 izquierda) hasta una tubería general ubicada en el lado sur de la parcela.

Debido a la geometría rectangular, a las dimensiones y a la orientación Norte-Sur de los captadores, la solución en la que se propone la recogida de las diferentes baterías de forma horizontal (esquema derecho de la Figura 95), resulta ser la óptima en términos económicos. El coste de esta solución es entre un 30% y un 60% menor que la configuración que efectúa la conexión en vertical debido a la menor longitud de tubería necesaria. La diferencia en coste es más acusada cuanto mayor es el número de columnas. Además los tiempos de ejecución del campo conectado de forma horizontal son también menores.



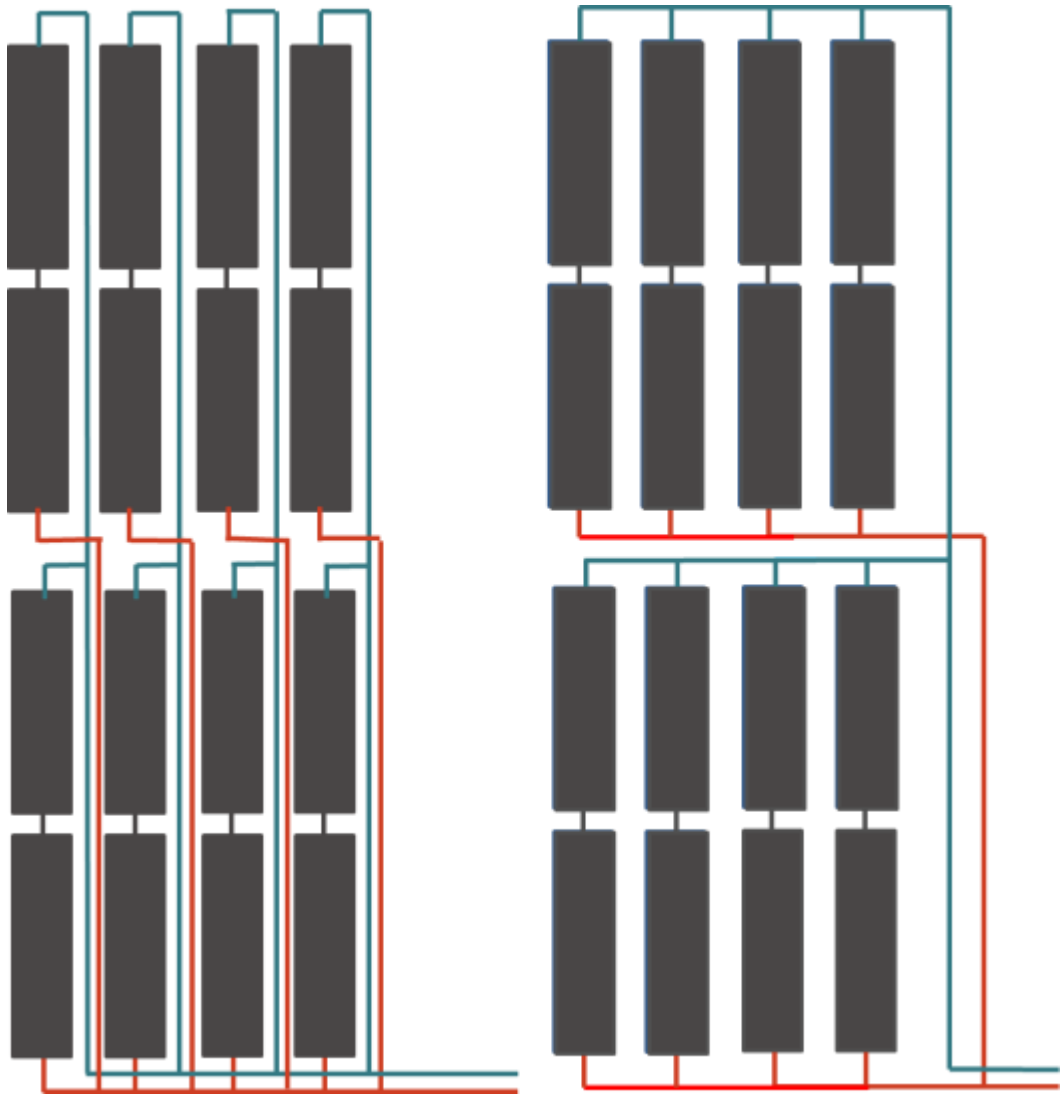


Figura 95: Conexión en baterías en horizontal (esquema derecha) y conexión de baterías en vertical (esquema izquierda)

A continuación se detalla, a modo de ejemplo, el cálculo realizado para la determinación de las secciones de cada tramo de tubería de conexión entre baterías para los dos tipos de configuración (horizontal y vertical) de una instalación de CCP formada por 8 baterías de dos captadores en serie cada una.

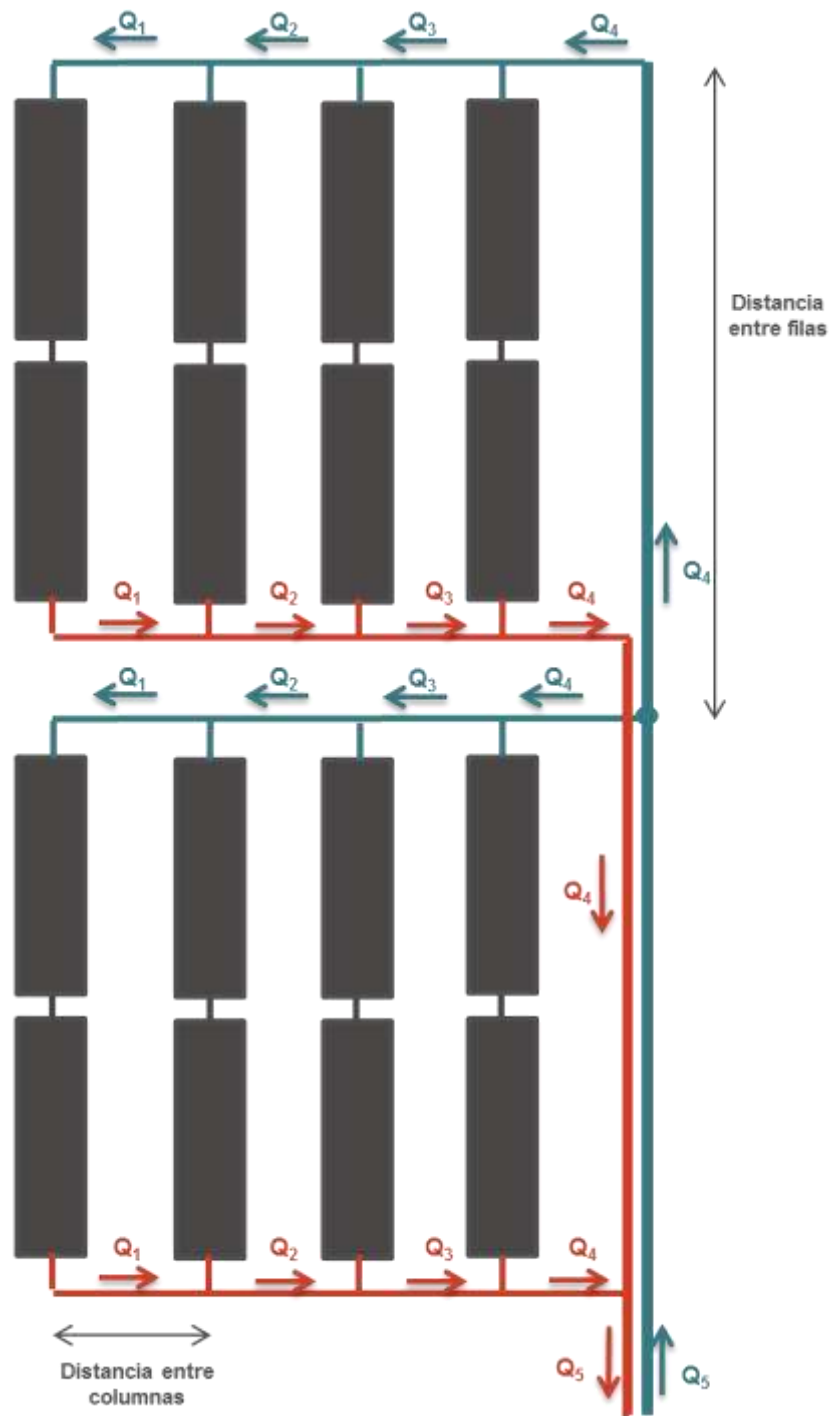


Figura 96: Conexión horizontal de una instalación de CCP de 8 baterías de 2 captadores cada una.

En la Figura 96 se ha representado con distintos subíndices el caudal que circula por cada tramo de tubería. El caudal  $Q_5$  es el que circula por la tubería general ubicada en el lado este de la red (tanto por la rama caliente como por la fría) y los caudales  $Q_1, Q_2, Q_3$  y  $Q_4$  son los que se van distribuyendo por las tuberías de conexión entre las columnas de baterías.

En este ejemplo, el caudal que circula por una única batería es de 1.745 l/h (CCP), por lo tanto, calculando el valor de los caudales representados en la figura anterior, se puede determinar la sección necesaria para cada tramo de tubería que cumple el criterio de selección de sección mencionado anteriormente (velocidad del fluido menor a 1 m/s). La expresión que relaciona el caudal con la sección es la siguiente:

$$Q = \frac{v}{S}$$

$Q$ : caudal (m<sup>3</sup>/s)

$v$ : velocidad del fluido (m/s)

$S$ : sección de tubería (m<sup>2</sup>) definida como  $\pi D^2/4$ , siendo  $D$  el diámetro (m).

	$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$
Caudal (l/h)	1.745	3.490	5.235	6.980	13.960
Diámetro (")	1	1 1/2	2	2	3

Tabla 45: Relación entre el caudal y la sección de tubería necesaria para asegurar una velocidad del fluido inferior a 1 m/s. Conexión horizontal.

En este ejemplo concreto, la distancia entre columnas es de 4,2 m (longitud de cada tramo de tubería entre baterías) y la distancia entre filas es de 50 m (longitud de cada tramo de tubería general). En la siguiente tabla se muestra el número de tramos por sección de tubería existentes y su longitud:

Diámetro (")	Caudal	Nº tramos entre columnas	Nº tramos entre filas	Longitud (m)
1	$Q_1$	4	-	$4 \times 4,2 = 16,8$
1 1/2	$Q_2$	4	-	$4 \times 4,2 = 16,8$
2	$Q_3$ y $Q_4$	8	2	$8 \times 4,2 + 2 \times 50 = 133,6$
3	$Q_5$	0	1	$1 \times 50 = 50$

Tabla 46: Longitud necesaria de cada tipo de tubería en función de su sección. Conexión horizontal

En el caso de recogida en vertical, la distribución se muestra en la Figura 97. En este caso la tubería general está ubicada al sur de la red y por ella circulan diferentes caudales para cada tramo ( $Q_2$ ,  $Q_3$ ,  $Q_4$  y  $Q_5$ ) dependiendo del número de colectores a los que alimenta. Al igual que en el ejemplo anterior, se han representado con distintos subíndices los caudales que circulan por cada tramo de tubería.

De nuevo, el caudal que circula por una única batería es de 1.745 l/h, por lo tanto, las secciones necesarias para cada tramo en función del caudal que circula por ellas se muestran en la Tabla 47.

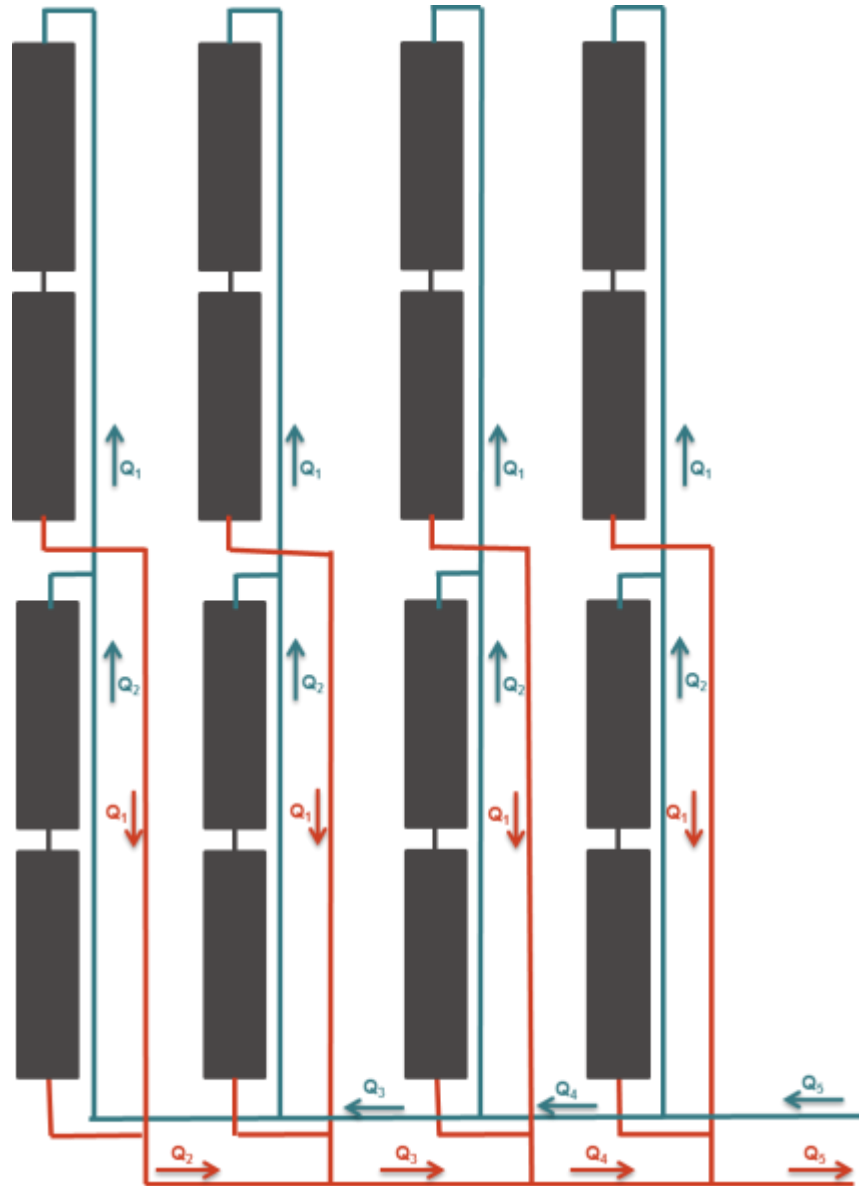


Figura 97: Conexión vertical de una instalación de CCP de 8 baterías de 2 captadores cada una

	$Q_1$	$Q_2$	$Q_3$	$Q_4$	$Q_5$
Caudal (l/h)	1.745	3.490	6.980	10.470	13.960
Diámetro (")	1	1 1/2	2	2 1/2	3

Tabla 47: Relación entre el caudal y la sección de tubería necesaria para asegurar una velocidad del fluido inferior a 1 m/s. Conexión vertical

Para esta configuración, al igual que para la anterior, la distancia entre columnas es de 4,2 m (longitud de cada tramo de tubería entre baterías) y la distancia entre filas es de 50 m (longitud de cada tramo de tubería general). En la siguiente tabla se muestra el número de tramos por sección de tubería existentes y su longitud:

Diámetro (")	Caudal	Nº tramos entre filas	Nº tramos entre columnas	Longitud (m)
1	Q <sub>1</sub>	8	-	8 x 50 = 400
1 1/2	Q <sub>2</sub>	4	2	4 x 50 + 2 x 2 = 208,4
2	Q <sub>3</sub>	-	2	2 x 4,2 = 8,4
2 1/2	Q <sub>4</sub>	-	2	2 x 4,2 = 8,4
3	Q <sub>5</sub>	-	2	2 x 4,2 = 8,4

Tabla 48: Longitud necesaria de cada tipo de tubería en función de su sección. Conexión vertical

Si se comparan las Tabla 46 y Tabla 48, en las que se muestran la sección y la longitud de los distintos tramos de tubería, se aprecia cómo en la configuración de recogida en horizontal existe un menor número de metros de tubería que en la configuración en vertical (aproximadamente la mitad). Es cierto que en la configuración en horizontal las secciones son mayores que en el caso vertical, pero su coste no llega a compensar el elevado número de metros de las secciones pequeñas del caso vertical.

Aplicando la metodología mostrada en este ejemplo y, una vez seleccionada la configuración horizontal como la más adecuada, se determinan las secciones y longitudes de tubería necesarias para cada una de las instalaciones a simular. Los resultados obtenidos permiten calcular los costes de tubería que se emplearán para estimar la inversión inicial de cada caso de estudio.

### Circuito secundario

La sección de las tuberías del circuito secundario es la misma que la mayor sección determinada para el circuito primario, ya que su caudal coincide con el máximo que circula por el primario.

El circuito secundario es aquel que une el intercambiador de calor con el depósito de acumulación, por tanto, su longitud se considera la misma para todas las instalaciones a simular y simplemente varía su sección en función del tamaño de la instalación. Su longitud se ha estimado en unos 20 metros.

### Circuito de aporte a la red

El caudal de aporte a la red desde el depósito solar es un caudal variable y proporcional al caudal de la red. La sección de las tuberías de este circuito se calcula de manera que no genere una pérdida de carga demasiado grande a la red cuando ésta demande su máxima potencia y, por tanto, demande el máximo caudal.

Como se ha comentado con anterioridad, el valor máximo de caudal de la red es de  $197 \text{ m}^3/\text{h}$ , no obstante, esta situación se produce solo en los meses de verano cuando es mayor la demanda y durante periodos muy cortos de tiempo, siendo su caudal medio de unos  $45 \text{ m}^3/\text{h}$  durante todo el año. El 59% del tiempo de funcionamiento de la red, ésta está operando con caudales menores al caudal medio y el 41% del tiempo, con caudales superiores.

Al realizar el dimensionado de la tubería de aporte a la red considerando el valor del caudal medio y una velocidad máxima del fluido de  $1 \text{ m/s}$ , se obtiene un diámetro de  $7 \text{ ''}$ . Esta sección es suficiente para transportar caudales de hasta  $177 \text{ m}^3/\text{h}$ , equivalentes al 90% del caudal máximo demandado por la red. En este caso, el fluido apenas supera los  $2 \text{ m/s}$  de velocidad que, en los 50 metros de longitud que se han estimado, no suponen unas pérdidas de carga admisibles. Posteriormente se detalla el cálculo de las pérdidas de carga de cada circuito hidráulico.

### **Cálculo de la pérdida de carga**

La determinación de la pérdida de carga en los diferentes circuitos del sistema es necesaria para el dimensionado de las bombas, ya que éstas deben vencer estas pérdidas para ser capaces de impulsar el caudal necesario en cada caso.

Una vez conocida la distribución de los captadores, los caudales en cada tramo y el diámetro de los mismos, se procede al cálculo de las pérdidas de carga para el punto más desfavorable de cada instalación que, en primera instancia, se tomará como el punto más alejado de la bomba de impulsión. Para obtener la pérdida de carga total hay que tener en cuenta las pérdidas de carga en tuberías y accesorios.

Una vez conocida la pérdida de carga máxima, se seleccionan las bombas más adecuadas para cada circuito. Para ello se aplican las ecuaciones y los conceptos introducidos en el apartado 4.7.2 (Dimensionado de circuitos hidráulicos).

A continuación, se muestran ejemplos del cálculo de pérdidas de carga en las tuberías de dos instalaciones; una de captadores cilindro parabólicos (CCP) y otra de Fresnel (LFC).

#### **Ejemplo 1: Instalación CCP. Superficie de captación $2.090,7 \text{ m}^2$**

El circuito primario de esta instalación está compuesto por 46 colectores CCP, agrupados en baterías de 2 colectores en serie, como se muestra en la Figura 98. Se tienen por tanto 23 baterías conectadas en horizontal en dos filas, la primera de ellas con 12 baterías y la segunda con 11. El caudal de cada batería es de  $1.745 \text{ l/h}$ .

La ubicación de las bombas, los intercambiadores y el resto de los equipos que conforman la instalación, debe ser lo más próxima a la central de generación de la red con el fin de reducir las pérdidas por distribución. Dicha central se encuentra en la parte inferior derecha de la Figura 98.

El punto más alejado de la bomba de impulsión y, por tanto, el más desfavorable de la instalación, es la batería izquierda de la fila superior. En este punto se da la mayor pérdida de carga del circuito primario. Para calcularla, se deben tener en cuenta las

pérdidas de carga lineales de las tuberías que recorre el fluido. Estos datos se recogen en la tabla siguiente.

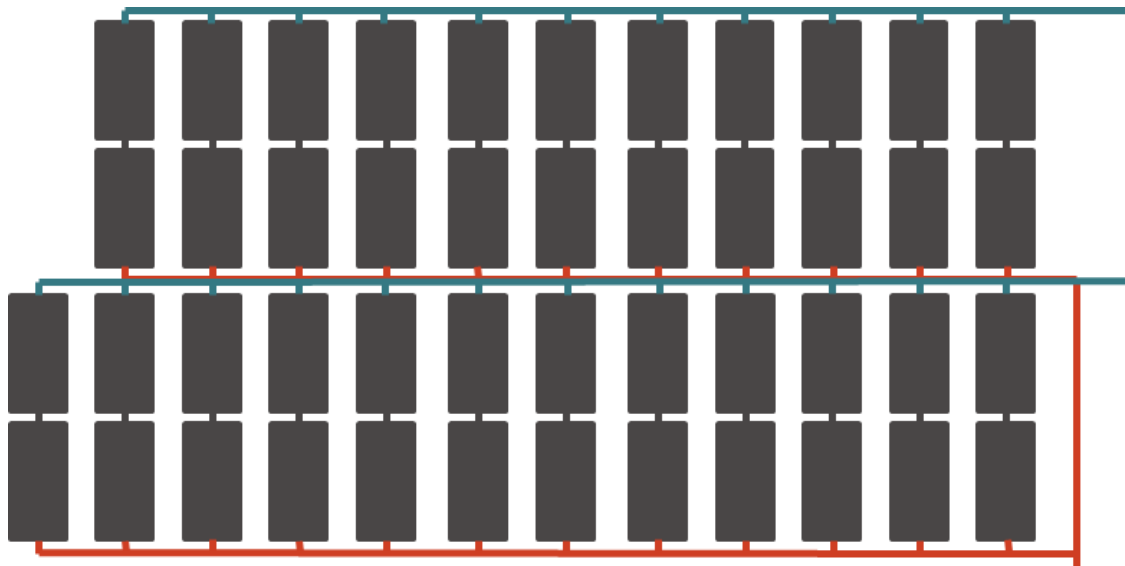


Figura 98: Instalación de 46 colectores CCP agrupados en baterías de 2 colectores en serie con una conexión horizontal

Pérdidas de carga de las tuberías circuito primario - CCP				
Caudal (l/h)	Diámetro Nominal (")	$\Delta p$ (m.c.d./m)	Longitud (m)	$\Delta p$ (m.c.d.a)
40.135	5	0,0048	50	0,24
19.195	4	0,0035	108,4	0,38
17.450	4	0,0025	8,4	0,02
15.705	4	0,0021	8,4	0,02
13.960	3	0,0094	8,4	0,08
12.215	3	0,0074	8,4	0,06
10.470	2 1/2	0,0113	8,4	0,09
8.725	2 1/2	0,0081	8,4	0,07
6.980	2	0,0166	8,4	0,14
5.235	2	0,0099	8,4	0,08
3490	1 1/2	0,0139	8,4	0,12
1745	1 1/4	0,0117	8,4	0,10
<b>Total</b>				<b>1,40</b>

Tabla 49: Pérdidas de carga de las tuberías del circuito primario expresadas por tramos de tubería de una instalación de 46 colectores CCP conectados horizontalmente

Las pérdidas de carga obtenidas son las correspondientes al circuito de tuberías de la instalación solar, a las que hay que sumar las pérdidas propias de los captadores y las debidas a los diferentes accesorios instalados (válvulas, filtros, intercambiador de calor y otros). En la Tabla 50 se muestra cada uno de estos valores.

La pérdida de carga correspondiente a los captadores se puede obtener, o bien del mismo fabricante, o bien mediante un cálculo equivalente al realizado para tuberías en función del diámetro interior del tubo absorbedor. En el caso de los colectores solares de concentración, el diámetro de los tubos absorbedores suele ser mayor que el de las tuberías de conexión con el fin de, por un lado, aumentar la superficie de intercambio térmico y por otro, permitir la conexión de un determinado número de colectores en serie para obtener mayores temperaturas sin incurrir en grandes pérdidas de carga.

La pérdida de carga del intercambiador se establece a la hora de realizar su dimensionado como se explica en el apartado 7.11 (Intercambiador de calor). Las pérdidas por accesorios no suelen superar el 15 o el 20% de la pérdida total de la instalación.

Pérdidas de carga totales del circuito primario (m.c.d.a.) - CCP	
Tuberías	1,40
Batería de colectores	0,55
Intercambiador	1,84
Accesorios	0,76
<b>Total</b>	<b>4,55</b>

*Tabla 50: Pérdidas de carga adicionales del circuito primario de una instalación de 46 colectores CCP conectados horizontalmente*

Respecto al circuito secundario, como se ha comentado anteriormente, la sección de las tuberías corresponde con la mayor sección del circuito primario, en este ejemplo esta sección corresponde a 5" y su longitud se ha estimado en unos 20 metros. La pérdida de carga total del circuito se obtiene añadiendo a las pérdidas de carga debidas a las tuberías, las pérdidas de carga del intercambiador más los accesorios existentes. Por lo tanto, la pérdida de carga total del circuito secundario se muestra en la Tabla 51.

Pérdidas de carga totales del secundario (m.c.d.a.) - CCP	
Tuberías	0,09
Intercambiador	1,84
Accesorios	0,39
<b>Total</b>	<b>2,32</b>

*Tabla 51: Pérdidas de carga del circuito secundario de una instalación de 46 colectores CCP conectados horizontalmente*

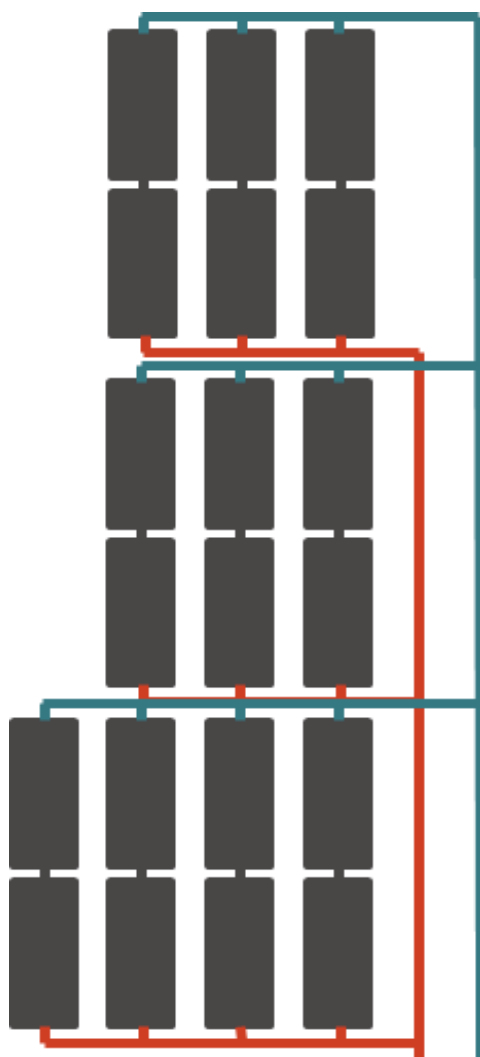


Finalmente, el circuito de aporte a la red está formado por tuberías de 7" de sección y una longitud de unos 50 m, como se ha comentado previamente. En este circuito, la pérdida de carga total corresponde a la suma de las pérdidas de carga lineales de las tuberías, siendo este valor de 0,68 m.c.d.a.

**Ejemplo 2: Instalación LFC. Superficie de captación 2.000 m<sup>2</sup>.**

En este caso, el campo de captación se compone de 20 colectores, agrupados nuevamente en baterías de 2 captadores en serie, de modo que se tiene un total de 10 baterías de captadores. El caudal en cada una de ellas es de 3.000 l/h.

Las baterías se agrupan en horizontal formando tres filas en paralelo, como se muestra en la figura 99. El punto más desfavorable es de nuevo la batería superior izquierda de la instalación. Conociendo los caudales, diámetros y longitudes de tuberías se elabora la tabla con las pérdidas de carga del circuito primario.



*Figura 99: Instalación de 20 colectores LFC agrupados en baterías de 2 colectores en serie con una conexión horizontal*

Las pérdidas de carga lineales de las tuberías del circuito primario que recorre el fluido son las siguientes.

Pérdidas de carga de las tuberías circuito primario - LFC				
Caudal (l/h)	Diámetro Nominal (")	$\Delta p$ (m.c.d.a/m)	Longitud (m)	$\Delta p$ (m.c.d.a)
30.000	4	0,0068	37	0,25
18.000	4	0,0033	74	0,24
9.000	2 1/2	0,0086	91,6	0,79
6.000	2	0,0126	17,6	0,22
3.000	1 1/4	0,0267	17,6	0,47
<b>Total</b>				<b>1,97</b>

Tabla 52: Pérdidas de carga de las tuberías del circuito primario expresadas por tramos de tubería de una instalación de 20 colectores LFC conectados horizontalmente

Del mismo modo que se ha calculado en el ejemplo anterior, las pérdidas de carga totales del circuito primario vienen recogidas en la siguiente tabla.

Pérdidas de carga totales del circuito primario (m.c.d.a.) - LFC	
Tuberías	1,97
Batería de colectores	0,04
Intercambiador	1,60
Accesorios	0,72
<b>Total</b>	<b>4,33</b>

Tabla 53: Pérdidas de carga adicionales del circuito primario de una instalación de 20 colectores LFC conectados horizontalmente

La sección de las tuberías del circuito secundario en este ejemplo es de 4" y su longitud se ha estimado en unos 20 metros. La pérdida de carga total del circuito secundario se muestra en la Tabla 54.

El circuito de aporte a la red es exactamente el mismo que en el ejemplo anterior, es decir, tuberías de 7" de sección y una longitud de unos 50 m. En este caso, la pérdida de carga total es 0,68 m.c.d.a.

Pérdidas de carga totales del secundario (m.c.d.a.) - LFC	
Tuberías	1,37
Intercambiador	1,60
Accesorios	0,35
<b>Total</b>	<b>2,08</b>

Tabla 54: Pérdidas de carga del circuito secundario de una instalación de 20 colectores LFC conectados horizontalmente

## Elección de tuberías

Las tuberías seleccionadas para los diferentes circuitos de la instalación son tuberías de acero al carbono sin soldadura tipo ST.35.8 de grado I. Sus características permiten soportar hasta 450 °C de temperatura y 80 bar de presión en las secciones inferiores a 63,5 mm, y 32 bar para secciones superiores. No es necesario un mayor grado de calidad cuando se trabaja a temperaturas inferiores a 450 °C; no obstante, existen otras clases de acero que podrían ser válidas para estas aplicaciones.

	Grado / Material
Normativa	DIN 17175
Grado acero	St 35,8 grado I sin test US
Nº Grado acero	10.305
Color	anillo blanco
Marcado	grado S (sin costuras), marcas de inspección
Certificados	MTC 3,1 B/3,1 opcional 3,1 A, 3,1 C/3,2 acc. EN 10204
Resistencia a la tracción	360 - 480 N/mm <sup>2</sup>
Límite elástico inferior a 16 mm WTH inferior a 40 mm WTH inferior a 60 mm WTH superior a 60 mm WTH	235 225 215 debe ser acordado
Deformación longitudinal transversal min.	25% 23%
Mínima energía de impacto a temperatura ambiente (Julios)	48 (longitudinal) 34 (transversal)
Máxima presión de trabajo a 450 °C  diámetro exterior < 63,5 mm diámetro exterior < 63,5 mm	  inferior a 80 bar inferior a 32 bar

Tabla 55: Características de tubería de acero al carbono para circuitos hidráulicos. (Fuente: Suministros Peñaranda S.A.; Tabla original en inglés)

El uso de acero en el circuito primario es, en este caso, compatible con el material de fabricación de los absorbedores de los colectores solares que están contruidos en acero inoxidable.

## 7.9 Bombas de impulsión

Una vez establecidos los caudales que circulan por los circuitos hidráulicos que se han explicado en el apartado 7.7 (Caudales del sistema), es necesario dimensionar las bombas de cada uno de ellos. Como se ha comentado anteriormente, cada instalación tiene tres circuitos hidráulicos y, por tanto, tres bombas de impulsión: bomba del circuito primario, bomba del circuito secundario y bomba de red. En la Figura 100 se muestran estas tres bombas. Este esquema se describe en detalle en el apartado 8 (Simulaciones).

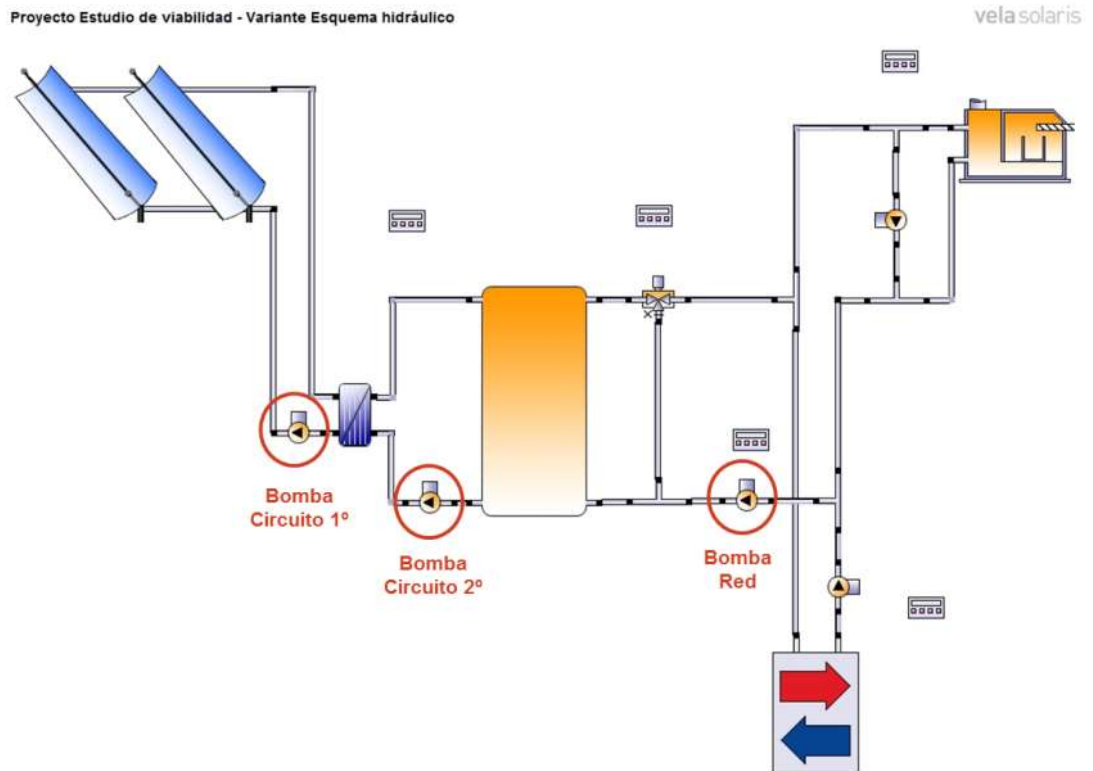


Figura 100: Bombas del circuito 1º, 2º y de red de la instalación solar. (Fuente: POLYSUN)

Para el presente estudio se han elegido bombas de rotor seco de material H (aleación de acero al carbono para altas temperaturas; de hasta 150 °C) ya que las temperaturas de trabajo superan los 110 °C, que es el límite de utilización de las bombas de rotor húmedo. Las bombas seleccionadas no tienen variador de frecuencia.

Para determinar las bombas necesarias para cada circuito del sistema se emplea el programa de dimensionado proporcionado por el fabricante. Para su dimensionamiento se deben introducir los valores del caudal y de las pérdidas de carga que tiene que vencer el fluido en cada caso (apartado 7.7), así como la temperatura de trabajo de cada

circuito. En la siguiente tabla se indican las temperaturas máximas de funcionamiento de cada bomba.

	Temperatura de trabajo (°C)
Bomba 1 <sup>ario</sup>	130
Bomba 2 <sup>ario</sup>	110
Bomba de red	80

Tabla 56: Temperaturas medias de trabajo de las bombas de la instalación

Figura 101: Programa de cálculo de bombas. (Fuente: Sedical)

La potencia de la bomba, el régimen de giro y su rendimiento vienen determinados por el programa. Este programa también muestra las curvas de funcionamiento de la bomba, de su potencia en el eje y del NPSH<sup>30</sup> frente a la curva de la instalación, como se muestra en las siguientes figuras.

<sup>30</sup> El NPSH (Net Positive Suction Head) también conocido como ANPA (Altura Neta Positiva en la Aspiración) y CNPA (Carga Neta Positiva en Aspiración) es la caída interna de presión que sufre un fluido cuando éste ingresa en el interior de una bomba centrífuga. El NPSH es un parámetro importante en el diseño de un circuito de bombeo ya que, si la presión en el circuito es menor que la presión de vapor del líquido, éste se vaporiza, produciéndose el fenómeno de cavitación que puede dificultar o impedir la circulación de líquido y causar daños en los elementos del circuito.

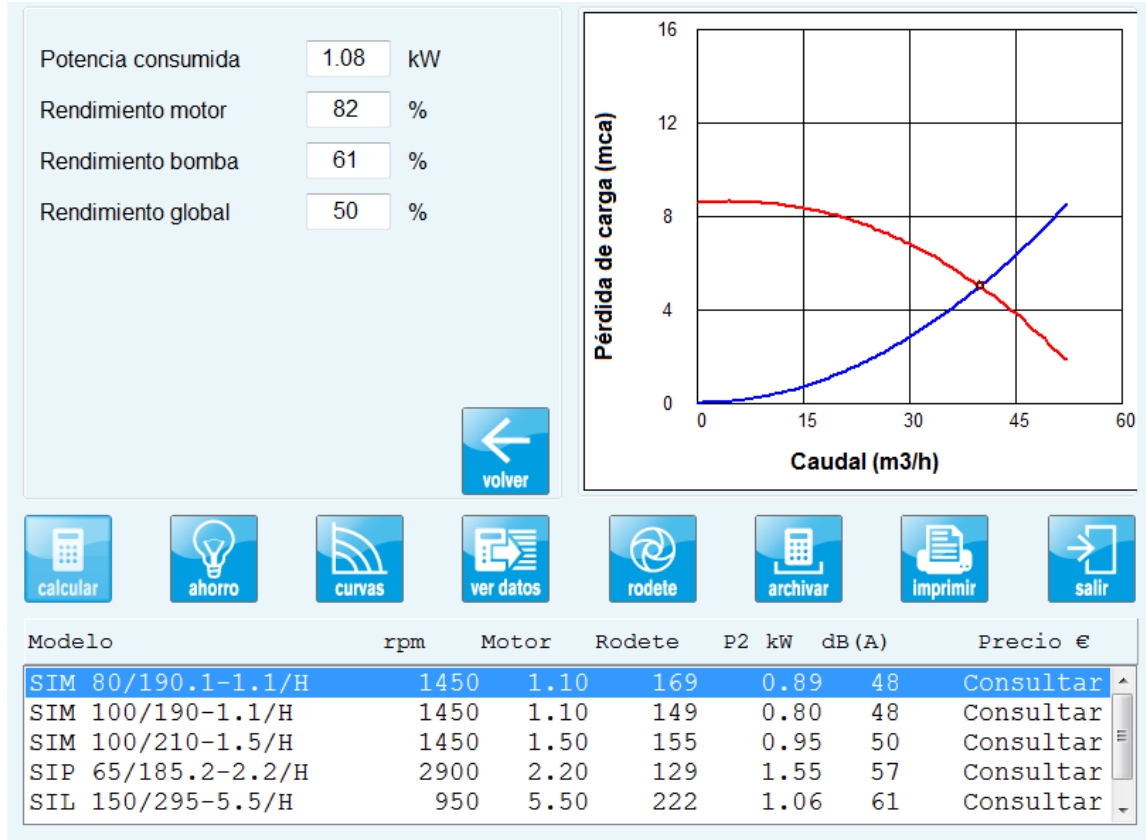


Figura 102: Programa de cálculo de bombas. (Fuente: Sedical)

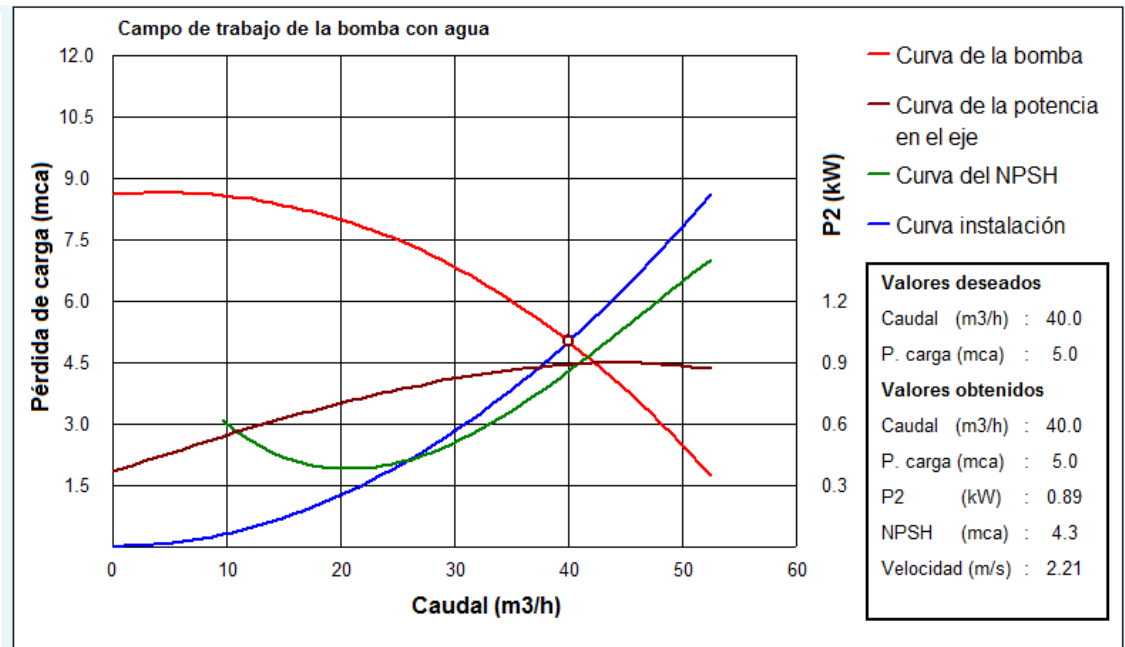


Figura 103: Curvas de funcionamiento de la bomba, de la instalación, del NPSH y de la potencia en el eje obtenidas con el programa de cálculo de bombas. (Fuente: Sedical)

## 7.10 Vasos de expansión

El vaso de expansión debe absorber las dilataciones debidas a los incrementos de temperatura de todo el fluido contenido en la instalación correspondiente. En este caso existen dos circuitos diferenciados cuyo volumen de expansión es necesario determinar; el circuito primario o de captación y el circuito secundario o de acumulación, ya que el circuito de aporte a la red está hidráulicamente conectado al circuito secundario.

El circuito primario es el que experimenta mayores diferencias de temperatura ya que está expuesto a la temperatura ambiente, que puede llegar a bajar de los 0 °C en invierno, y a las altas temperaturas generadas por el sistema, que pueden alcanzar los 150 °C. El volumen de expansión del circuito primario debe tener en cuenta el fluido contenido en toda la instalación de tuberías y dentro de los colectores solares.

Los vasos de expansión se sitúan en la aspiración de las bombas de circulación de los diferentes circuitos. En el caso del circuito primario, éstos no deben soportar temperaturas superiores a los 100 °C ya que, tanto las bombas de circulación como los vasos, se sitúan en el tramo de retorno del circuito, es decir, en el tramo posterior al intercambiador.

En función de lo establecido en el apartado 4.7.3 (Vasos de expansión y depósitos amortiguadores de temperatura), se calcula el volumen de los vasos de los circuitos de la instalación; primario y secundario. A continuación se muestra el volumen de expansión determinado para cada circuito y para cada tecnología:

Superficie apertura (m <sup>2</sup> )	Volumen vasos de expansión circuito primario (litros)		
	CPP	LFC	FMCL
500	200	250	250
1.000	400	400	400
2.000	1.000	1.000	1.000
3.000	1.500	1.500	1.500
4.000	2.000	2.000	2.000
5.000	3.000	2.500	2.500

*Tabla 57: Volumen de los vasos de expansión del circuito primario en función de la superficie de captadores*

Para el cálculo del volumen de expansión del circuito primario no es necesario tener en cuenta el desplazamiento que supondría la vaporización del volumen contenido en el campo de captación, como se hace en las instalaciones solares de baja temperatura, ya que éste no vaporizará nunca. Esto se debe a que, como se vio anteriormente, las instalaciones de concentración pueden desorientarse, evitando la generación excesiva de calor en su campo de colectores e impidiendo así la vaporización del fluido contenido en los absorbedores de los captadores.

En este caso, dado que por un lado, se trabaja con tecnologías de concentración solar y que, por otro lado, la temperatura mínima de todo el sistema solar está condicionada por la temperatura mínima de retorno de la red (80 °C), es necesaria la instalación de vasos de amortiguación de temperatura ya que el nivel térmico de la instalación va a superar la temperatura recomendable de uso de los vasos de expansión. Según la información obtenida a través de los fabricantes de estos equipos, el volumen de amortiguación se suele calcular como la cuarta parte del volumen de expansión definido anteriormente.

Superficie apertura (m <sup>2</sup> )	Volumen de los vasos del amortiguador de temperatura del circuito primario (litros)		
	CPP	LFC	FMCL
500	50	62,5	62,5
1.000	100	100	100
2.000	250	250	250
3.000	375	375	375
4.000	500	500	500
5.000	750	625	625

Tabla 58: Volumen de los vasos de expansión del circuito primario en función de la superficie de captadores

En el caso del circuito secundario hay que tener en cuenta que todo el volumen contenido en el depósito de acumulación puede sufrir variaciones de temperatura de entre 80 y 140 °C, por lo que es necesario dotar a este circuito de vasos de expansión que absorban las dilataciones del fluido contenido en el depósito y el volumen contenido en las tuberías del circuito secundario (del intercambiador al depósito) y en las tuberías que conexasionan el acumulador con la red.

Los grandes volúmenes de acumulación son los que definen el volumen de la expansión necesario en el circuito secundario. Estos volúmenes se muestran en la siguiente tabla.

Superficie apertura (m <sup>2</sup> )	Volumen vasos de expansión circuito secundario (litros)
20.000	2.500
50.000	6.000
80.000	9.000
100.000	11.000
150.000	17.000

Tabla 59: Volumen de los vasos de expansión del circuito secundario en función de la superficie de captadores



## 7.11 Intercambiador de calor

Para la instalación del estudio se ha elegido un intercambiador de placas de unión termosoldada. Como se ha comentado en el apartado 4.8 (Intercambiador de calor), este tipo de intercambiadores soporta mayores presiones y temperaturas que los intercambiadores de placas desmontables.

El intercambiador seleccionado debe resistir la presión máxima de trabajo de la instalación que tiene un valor máximo de unos 8 bar. Por otro lado, los materiales del intercambiador de calor deben poder soportar la temperatura máxima de trabajo del circuito primario y ser compatibles con el fluido de trabajo. Esta temperatura puede alcanzar valores máximos de hasta 150 °C, especialmente durante los fines de semana de verano cuando no hay demanda de la red y la radiación disponible y la temperatura ambiente son máximas.

Los intercambiadores de placas termosoldadas no contienen juntas de goma, por lo que pueden trabajar de forma continua soportando temperaturas de hasta 200 °C con una presión de funcionamiento de hasta 30 bar, de manera que su uso es perfectamente válido para este tipo de instalaciones solares.

Los intercambiadores de placas termosoldados no son desmontables, por lo que son menos versátiles que los intercambiadores de placas desmontables ya que el número de placas de las que se componen los diferentes modelos viene predefinido por el fabricante. Al ser su diseño de menor tamaño y mayor ligereza, es posible instalarlos directamente en la tubería sin soportes. Adicionalmente, el coste de estos intercambiadores es menor que el de los desmontables.



*Figura 104: Intercambiador de placas termosoldadas UFPB. (Fuente: Sedical)*

El único requisito necesario para emplear este tipo de intercambiadores en una instalación es que la diferencia de temperaturas entre el circuito primario y el secundario no sea demasiado alta; inferior a 70 °C. De otro modo se podrían provocar descompensaciones térmicas que podrían afectar a las soldaduras del intercambiador, lo cual no sucede en este caso.

Para dimensionar el intercambiador se ha empleado el programa de cálculo de un fabricante de equipos. La selección de las variables de entrada que definen su potencia

es importante, ya que una incorrecta elección de valores puede desembocar en la selección de un intercambiador cuya potencia no sea suficiente para evacuar toda la energía generada en el campo solar.

Para realizar el dimensionamiento se debe seleccionar la temperatura de entrada y salida de cada circuito. En este caso, y como resultado de lo observado en las simulaciones preliminares efectuadas, se consideran las siguientes temperaturas de entrada en el circuito primario y secundario:

	Circuito primario	Circuito secundario
Temperatura entrada (°C)	130	80
Temperatura salida (°C)	100	110

Tabla 60: Temperaturas de entrada y salida de los circuitos de la instalación

En cuanto a los caudales a circular por el intercambiador, son determinados para cada tecnología de concentración solar en función de la superficie de captación y del número de colectores que conforman la instalación.

La potencia del intercambiador y sus pérdidas de carga vienen definidas por el programa de cálculo, una vez introducidas las condiciones de trabajo. En la Figura 105 se muestra el programa utilizado para el dimensionamiento de intercambiadores.

The screenshot shows a software interface for heat exchanger calculation. It includes input fields for primary and secondary circuit parameters, material selection options, and a results table.

Modelo	Placas Nº	Agrupamiento	Area m2	DP1 KPa	DP2 kPa	Sobredimens. %	Precio unitario Euros
UFPB-101 / L - B - PN27	80	1x39/1x40	27	9	18	177,8	Consultar
UFPB-81 / H - B - PN34	260	1x129/1x130	58,8	10	19	529,8	Consultar

Figura 105: Programa de cálculo de intercambiadores de placas. (Fuente: Sedical)

## 7.12 Resumen de las variables consideradas para las simulaciones

Finalmente, se han resumido todas las variables mencionadas anteriormente en la siguiente tabla donde también se muestran de forma esquemática y resumida las variantes de cada una de ellas.

Considerando todas las posibles combinaciones se obtiene el total de casos a analizar.

Tipo de captador	Demanda a cubrir	Conexión a Red	Ratio acumulación (l/m <sup>2</sup> )	Superficie apertura (m <sup>2</sup> )
Cilindro parabólico Fresnel Espejos fijos	Calor y frío	Paralelo	20 50 80 100	500
				1.000
				2.000
				3.000
				4.000
				5.000
				6.000

Tabla 61: Casos de estudio considerando todas las combinaciones de las variables mencionadas anteriormente

# 8 Simulaciones

## 8.1 Programas de simulación dinámica de sistemas solares térmicos

Habitualmente, para determinar la capacidad de producción de una instalación de energía solar térmica se han venido usando algoritmos de cálculo estáticos, como F-Chart. Estos algoritmos son fórmulas matemáticas que simplifican el cálculo de la producción solar y cuya aplicación se circunscribe tan solo a aplicaciones solares térmicas de baja temperatura de determinado tamaño y solo válido para aplicaciones de ACS. No obstante, con el tiempo y la necesidad de obtener resultados más precisos acerca, no solo de la producción, sino también del comportamiento de las instalaciones solares, se ha empezado a generalizar la utilización de programas de simulación dinámica que permiten analizar con un mayor grado de detalle el comportamiento de las instalaciones solares.

Las simulaciones dinámicas pueden precisar el comportamiento de una instalación solar con una resolución de incluso segundo a segundo. De modo que no solo se obtienen valores de producción solar anual y mensual, sino que se dispone de datos correspondientes a otras variables de la instalación que se pueden analizar, como pueden ser las temperaturas de los colectores, depósitos, etc. y los caudales en los diferentes circuitos. Del análisis de los parámetros mencionados se pueden estudiar los efectos sobre la producción solar de la instalación de transitorios producidos en arranques o paradas, inercias térmicas, etc.

Para llevar a cabo el estudio de viabilidad y poder determinar cuál de las tecnologías solares de concentración se adapta mejor a las necesidades de la red teórica de referencia, se ha evaluado la utilización de diferentes programas que permiten simular de forma dinámica sistemas solares de concentración en redes de climatización.

Existen diferentes programas de simulación dinámica diseñados específicamente para sistemas solares térmicos. Estos programas, en general, cuentan con una serie de configuraciones prediseñadas y permiten la edición de las principales variables de diseño de la instalación (diferentes esquemas de partida, parámetros del captador, volumen de acumulación, etc.) de manera que, modificándolas, es posible simular un gran número de opciones.

Para determinar qué programa se adecúa mejor para realizar las simulaciones de este estudio, se ha efectuado una búsqueda de las opciones disponibles en el mercado. Como resultado se han encontrado los siguientes programas: POLYSUN, TRANSOL, TSOL y ACSOL.

Existen otros programas de simulación dinámica genéricos más flexibles que podrían ser válidos para realizar las simulaciones objeto de este proyecto, de hecho, alguno de ellos es utilizado habitualmente en simulación de sistemas de concentración. Se han

identificado son los siguientes: MODELICA/OPENMODELICA, TRNSYS, y MATLAB/SIMULINK. La utilización de este tipo de programas, siempre ligados a un lenguaje de programación, permite realizar la simulación dinámica de cualquier tipo de sistema mediante bloques o modelos previamente programados o mediante la generación de bloques nuevos. Su utilización no tiene limitaciones en cuanto a qué tipos de instalación se pueden simular y, en general, requieren de cierta formación para su manejo.

Se ha decidido utilizar el programa de simulación POLYSUN para realizar las simulaciones necesarias en la red, aunque cualquier otro programa de los mencionados sería válido para llevar a cabo esta tarea. El programa está específicamente diseñado para su utilización con energía solar y permite simular sistemas de concentración solar en redes.

POLYSUN, al igual que otros programas de simulación dinámica, permite combinar los diferentes equipos que componen una instalación solar, (captadores, intercambiadores, bombas, acumuladores, válvulas, etc.) de forma libre, lo cual permite simular cualquier tipo de instalación casi sin restricciones, de manera que éstas pueden representarse de la forma lo más parecida posible a la realidad. Su uso permite obtener resultados claros y comparar unas tecnologías con otras en función de las variables de simulación definidas en el apartado 7 (Determinación de las variables del sistema).

Además de permitir configurar libremente los circuitos hidráulicos, se permite diseñar las estrategias de control del sistema, pudiendo incorporar tantos sistemas de control como sea necesario. En cada proyecto se pueden definir variantes de un mismo esquema o configuración en las que se pueden especificar los componentes que la componen, editar sus parámetros, e incluso modificar las conexiones hidráulicas de la instalación.

Al simular cada variante, el programa permite visualizar sus resultados por separado, o bien realizar análisis comparativos entre ellos. Los resultados pueden obtenerse de una forma u otra en función de los datos que se necesiten.

A continuación se muestra una tabla con los distintos programas de simulación que se han considerado para este estudio y sus características principales. Adicionalmente, en el anexo 17.2 se ha incluido una hoja técnica de cada uno de ellos con información más detallada.

Software	Finalidad	Distribuidor	Tipos de captadores	Usos
POLYSUN	Simulación dinámica y diseño de instalaciones solares y de sistemas combinados. Herramienta muy flexible que permite configurar cualquier tipo de instalación solar para cualquier tipo de aplicación.	Vela Solaris	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Planos</li> <li>• De tubo de vacío</li> <li>• De concentración</li> <li>• Sin cubierta</li> </ul>	Instalaciones solares térmicas, fotovoltaicas y geotérmicas.
SICAR	Programa de capacidad adicional al programa CALENER para el cálculo del rendimiento medio estacional de sistemas de refrigeración por absorción con aporte energético procedente de energías renovables.	Documento reconocido para la Calificación Energética (Gas Natural)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plano</li> <li>• Cilindro parabólicos</li> <li>• Fresnel</li> </ul>	Aplicable para todo tipo de edificios, condiciones de operación y zona climática.
FREEGREENIUS	Simulación instalaciones de energía solar de concentración para generación eléctrica y procesos industriales.	German Aerospace Center (DLR)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cilindro parabólicos</li> <li>• Fresnel</li> <li>• Torres</li> </ul>	Procesos de generación eléctrica y de producción de calor y frío.
OPENMODELICA	Simulación dinámica de sistemas en código abierto que permite la simulación de cualquier tipo de sistema.	Open Source Modelica Consortium (OSMC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plano</li> <li>• De concentración</li> <li>• De tubo de vacío</li> </ul>	Existen modelos para simular sistemas solares térmicos.

Software	Finalidad	Distribuidor	Tipos de captadores	Usos
TONATIUH	Simulación del comportamiento óptico de sistemas solares de concentración.			Comportamiento óptico.
TRANSOL	Simulación dinámica de instalaciones solares térmicas para aplicaciones de ACS, climatización y aplicaciones industriales.	Aiguasol	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Planos</li> <li>• De tubo de vacío</li> </ul> No incorpora captadores de concentración	ACS, climatización y aplicaciones industriales.
TSOL	Diseño y simulación de sistemas térmicos de producción de ACS, climatización, para piscinas, calor de proceso y sistemas de gran escala.	The Solar Design Company	No incorpora captadores de concentración	ACS, climatización, piscinas y aplicaciones industriales.
ACSOL	Simulación dinámica de instalaciones solares térmicas orientada a viviendas multifamiliares.	Agencia Andaluza de la Energía	No incorpora captadores de concentración	Solo válido para aplicaciones de ACS y piscina en edificios de vivienda multifamiliares.

Tabla 62: Tabla resumen de las características de diversos software de simulación

## 8.2 Ejecución de las simulaciones

Se realiza un total de 76 simulaciones.

Las instalaciones a simular para cada tecnología se muestran en las siguientes tablas. Para cada uno de los casos propuestos, se tabulan los resultados obtenidos referentes a fracción solar (FS; %) y ratio de producción (RP; kWh/m<sup>2</sup>) de la instalación solar.

Colectores cilindro parabólicos (CCP)							
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> )	n <sup>o</sup> colectores	n <sup>o</sup> baterías	Caudal solar (l/h)	Volumen acumulación (litros)			
				20 (l/m <sup>2</sup> )	50 (l/m <sup>2</sup> )	80 (l/m <sup>2</sup> )	100 (l/m <sup>2</sup> )
545	12	6	10.470	10.000	27.000	45.000	55.000
1.090	24	12	20.940	20.000	55.000	90.000	100.000
2.090	46	23	40.135	40.000	100.000	170.000*	200.000
3.090	68	34	59.330	60.000	150.000	250.000	300.000

\* Los valores sombreados superan el límite de volumen de acumulación de 150.000 litros establecido en el apartado 7.5 (Acumulación). Estas instalaciones se han simulado para analizar su comportamiento en cuanto a fracción y producción solar pero no se consideran como posibles soluciones.

Tabla 63: Casos a simular de colectores cilindro parabólicos (CCP)

Colectores de Fresnel (LFC)							
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> )	n <sup>o</sup> colectores	n <sup>o</sup> baterías	Caudal solar (l/h)	Volumen acumulación (litros)			
				20 (l/m <sup>2</sup> )	50 (l/m <sup>2</sup> )	80 (l/m <sup>2</sup> )	100 (l/m <sup>2</sup> )
600	6	3	9.000	12.000	30.000	40.000	60.000
1.000	10	5	15.000	20.000	50.000	80.000	100.000
2.000	20	10	30.000	40.000	100.000	160.000	200.000
3.000	30	15	45.000	60.000	150.000	240.000	300.000
4.000	40	20	60.000	80.000	200.000*	320.000	400.000
5.000	50	25	75.000	100.000	250.000	400.000	500.000
5.600	56	28	84.000	112.000	280.000	450.000	560.000

\* Los valores sombreados superan el límite de volumen de acumulación de 150.000 litros establecido en el apartado 7.5 (Acumulación). Estas instalaciones se han simulado para analizar su comportamiento en cuanto a fracción y producción solar pero no se consideran como posibles soluciones.

Tabla 64: Casos a simular de colectores lineales de Fresnel (LFC)



Colectores de espejos fijos (FMCL)							
$S_{ap}$ (m <sup>2</sup> )	nº colectores	nº baterías	Caudal solar (l/h)	Volumen acumulación (litros)			
				20 (l/m <sup>2</sup> )	50 (l/m <sup>2</sup> )	80 (l/m <sup>2</sup> )	100 (l/m <sup>2</sup> )
523	14	7	10.500	10.000	25.000	40.000	50.000
1.047	28	14	21.000	20.000	50.000	80.000	100.000
2.019	54	27	40.500	40.000	100.000	160.000	200.000
3.066	82	41	61.500	60.000	150.000	240.000	300.000
4.039	108	54	81.000	80.000	200.000*	320.000	400.000
5.011	134	67	100.500	100.000	250.000	400.000	500.000
6.058	162	81	121.500	120.000	300.000	480.000	600.000
6.657	178	89	133.500	130.000	330.000	530.000	670.000

\* Los valores sombreados superan el límite de volumen de acumulación de 150.000 litros establecido en el apartado 7.5 (Acumulación). Estas instalaciones se han simulado para analizar su comportamiento en cuanto a fracción y producción solar pero no se consideran como posibles soluciones.

Tabla 65: Casos a simular de colectores de espejos fijos (FMCL)

### 8.2.1 Simplificaciones de partida

El primer paso para realizar las simulaciones es parametrizar los diferentes componentes que forman el sistema en el programa de simulación. Para ello se han adoptado las siguientes simplificaciones:

- Puesto que la demanda considerada es una única demanda de calor compuesta por las demandas de ACS, calefacción y calor equivalente a la demanda de refrigeración, se ha empleado un único componente para definir la demanda del sistema. Este componente se denomina absorbedor de energía. De este modo se ha evitado la necesidad de incluir en el esquema de simulación las máquinas enfriadoras y su correspondiente circuito hidráulico con sus componentes.
- Para la definición del componente “absorbedor de energía” es necesario introducir un valor de demanda para cada hora del año, definido a partir del salto térmico de la red y de la potencia de calor requerida. El programa calcula, a partir de dichos valores, el caudal que en cada momento circula por la red.
- Se ha representado una única caldera con una potencia equivalente a la que proporcionan las dos calderas de biomasa de la red de referencia. Se ha optado por esta simplificación ya que el principal objetivo de las simulaciones es analizar el comportamiento del campo solar. El hecho de que la generación auxiliar de energía se realice con una o más calderas no influye en los resultados. Por otro lado, con esta modificación, se consigue simplificar sustancialmente tanto el esquema como la regulación del sistema de generación, disminuyendo así el tiempo de simulación.

- Se han llevado a cabo una serie de simulaciones preliminares para determinar experimentalmente qué caudal es el óptimo para cada circuito. En el caso del circuito primario y secundario se comprueba que, a menor caudal, la fracción solar y la energía aportada aumentan, por lo que se ha adoptado el criterio de utilizar el menor caudal posible, que se corresponde con el mínimo del rango dado por el fabricante de los captadores.
- Con respecto al caudal de aporte desde la acumulación solar a la red, se ha establecido que el caudal de aporte desde el depósito solar a la red sea proporcional al caudal de la red, ya que éste no es constante sino que varía a lo largo del año en función de las variaciones de demanda (al mantenerse el salto térmico constante, el caudal de la red varía proporcionalmente a la potencia demandada).

En la siguiente tabla se muestran los valores de fracción solar (%) y ratio de producción (kWh/m<sup>2</sup>) obtenidos al realizar las simulaciones para diferentes valores del caudal del solar en función del caudal de la red para una instalación específica. En concreto se ha estudiado el comportamiento del sistema cuando el caudal del solar es un 90, 70, 50 y 20% del caudal de la red, respectivamente.

$Q_{solar}$		Anual	En.	Feb.	Mar.	Ab.	May.	Jun.	Jul.	Ag.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
$0,9 \cdot Q_{red}$	FS	9	3,9	6,5	12,5	14,7	21,9	14,9	8,1	8	10,8	10,9	5,6	3,4
	RP	878	37	48	81	67	87	119	123	116	80	54	38	30
$0,7 \cdot Q_{red}$	FS	8,7	3,9	6,4	12,5	14,1	18,9	13,3	8,1	8	10,8	10,6	5,6	3,3
	RP	849	37	48	81	65	75	106	123	116	80	52	37	30
$0,5 \cdot Q_{red}$	FS	8,2	3,9	6,5	12,1	11,6	16,3	11	7,9	7,8	10,7	10,5	5,6	3,3
	RP	798	37	48	79	53	65	88	120	112	79	51	37	30
$0,2 \cdot Q_{red}$	FS	6,9	3,9	6,1	7,8	7,7	10,9	7,8	8,1	7,4	8,7	8,3	5,1	3,3
	RP	671	37	46	51	36	43	62	123	107	64	41	34	29

\*  $Q_{red}$  es el caudal que circula a través de la red y  $Q_{solar}$  es el caudal que circula por el campo de colectores

Tabla 66: Determinación del caudal del circuito de aporte

Se observa que al aumentar el caudal aportado al circuito solar se obtienen mejores resultados de rendimiento de producción del campo solar y de fracción solar. Por lo tanto, el caudal aportado al circuito solar se establece en un valor del 90% del caudal de la red. Es importante mencionar que no se ha considerado un caudal de aporte del 100% del caudal de la red para garantizar siempre la circulación de un caudal mínimo por la caldera de biomasa.

## 8.2.2 Descripción del esquema utilizado en las simulaciones

El programa dispone de una serie de esquemas pre-configurados, sin embargo, se ha optado por diseñar íntegramente el esquema del sistema térmico, de forma que se ajuste al caso de estudio particular de este trabajo.

El esquema de la instalación consta de dos partes diferenciadas, la parte correspondiente a la instalación solar y al volumen de acumulación y la parte correspondiente al aporte a la red y a sus sistemas de generación.

A continuación se muestra un esquema realizado en el programa de simulación en el que se ha representado la conexión de la instalación solar en paralelo con el sistema de generación a partir de biomasa, de forma que se aporta calor a la red o a las máquinas de absorción. En su representación se han obviado algunos elementos del sistema y agrupado otros, por ejemplo, se ha representado una caldera (en lugar de las dos que componen el sistema), una máquina de absorción (en lugar de tres) y una torre de refrigeración (en lugar de dos).

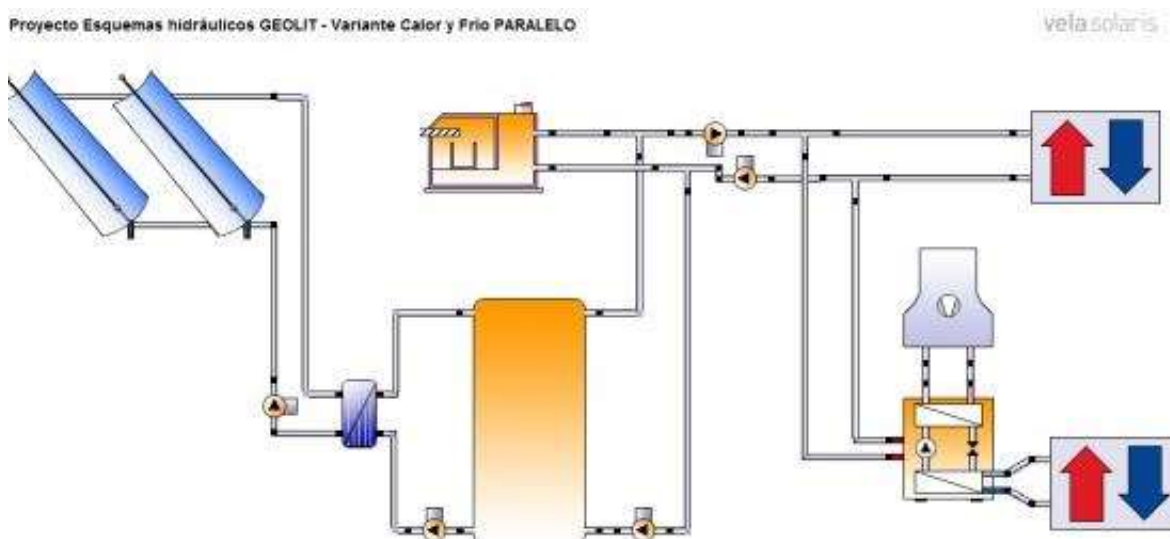


Figura 106: Esquema completo de la red de referencia. (Fuente: POLYSUN)

Trabajar con esquemas complejos supone incurrir en tiempos de simulación considerablemente largos, de forma que, en casos en los que es necesario realizar un número elevado de simulaciones, el proceso conlleva demasiado en el tiempo.

Por ello, se han adoptado las simplificaciones indicadas anteriormente de manera que el esquema resultante es suficientemente sencillo como para que las simulaciones se puedan realizar con una adecuada agilidad.

En la Figura 107 se muestra la configuración hidráulica finalmente empleada. En esta figura el campo solar aparece representado como un conjunto de dos colectores cilindro parabólicos conectados en paralelo sin embargo éste puede estar compuesto de tantos colectores como el usuario desee. Los colectores se pueden organizar en baterías de colectores que pueden estar conectados a su vez en serie o en paralelo.

Proyecto Estudio de viabilidad - Variante Esquema hidráulico

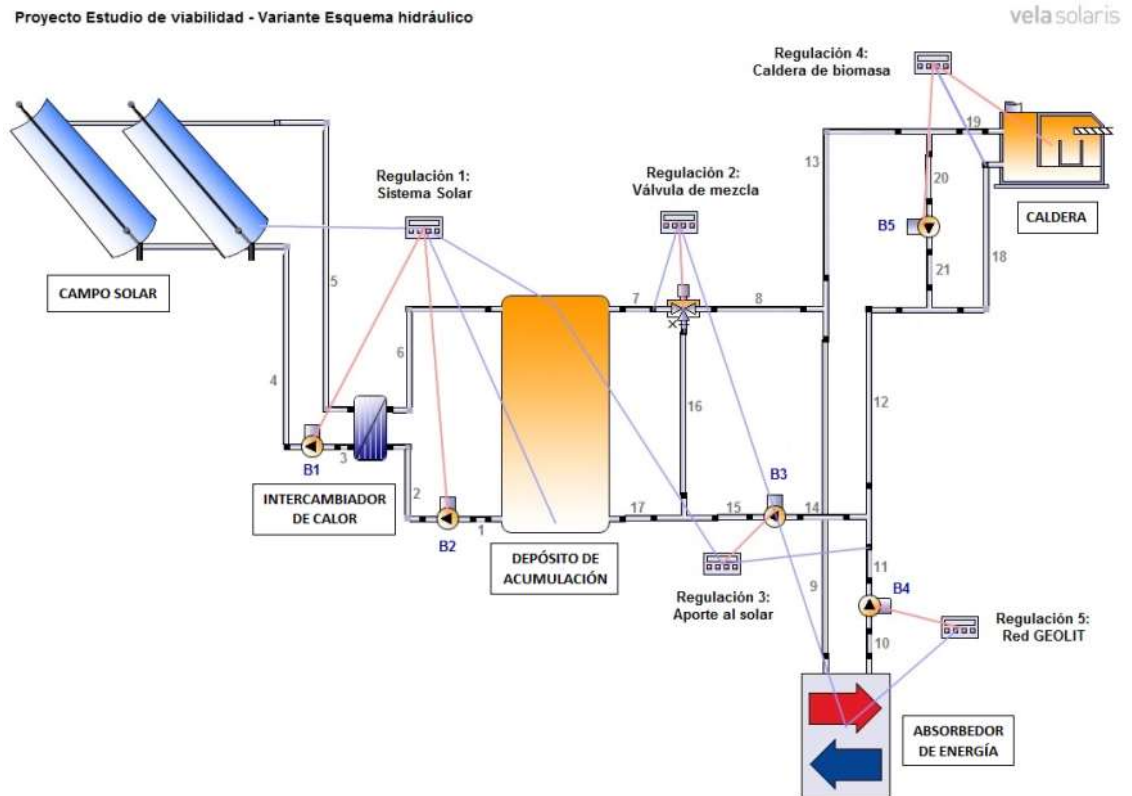


Figura 107: Esquema simplificado de la red de referencia con etiquetas de elementos. (POLYSUN)

Siendo:

**B<sub>i</sub>**: bombas del sistema.

**1...21**: tubos que componen el sistema.

**Regulación i**: elementos de control que regulan el comportamiento de los equipos del sistema.

De los diferentes sistemas de regulación parten unas líneas que representan los parámetros que utiliza el sistema como entradas para efectuar la regulación (líneas azules), y las órdenes o salidas que controlan el funcionamiento de los diferentes equipos (líneas rojas). Cada una de las regulaciones del sistema se describe con detalle en el Anexo 17.3.

Una vez establecido el esquema de principio que se va a utilizar, es preciso caracterizar los diferentes equipos que componen la instalación definiendo e introduciendo los parámetros precisos para su correcta utilización.

## Caracterización y definición de equipos

### Sistema de captación:

Para su definición, deben introducirse los siguientes parámetros:

- Norma de ensayo
- Colector: se selecciona uno de los colectores existentes en el catálogo del programa, en el que se incluyen todos los parámetros necesarios para su caracterización<sup>31</sup>.
- Valor de referencia del área: existen varios parámetros de superficie que se pueden definir (superficie total, superficie de apertura total, superficie del absorbedor total o número de colectores). Al seleccionar un colector y definir uno de estos parámetros, el resto quedan automáticamente definidos.
- Nº filas paralelas: número de filas conectadas en paralelo, de forma que los colectores de cada fila están conectados en serie entre sí. Es decir, si se tienen 10 colectores y se definen 5 filas paralelas, se está indicando que cada batería está formada por 2 colectores en serie.
- Fuerza del viento: en todas las simulaciones se ha considerado el 50% del viento local que sopla sobre el campo de colectores.
- Orientación:  $E=+90^{\circ}$ ,  $S=0^{\circ}$ ,  $O=-90^{\circ}$ .
- Seguidor: Se ofrecen las siguientes posibilidades: sin seguidor; inclinación-eje horizontal; orientación-eje vertical; biaxial.

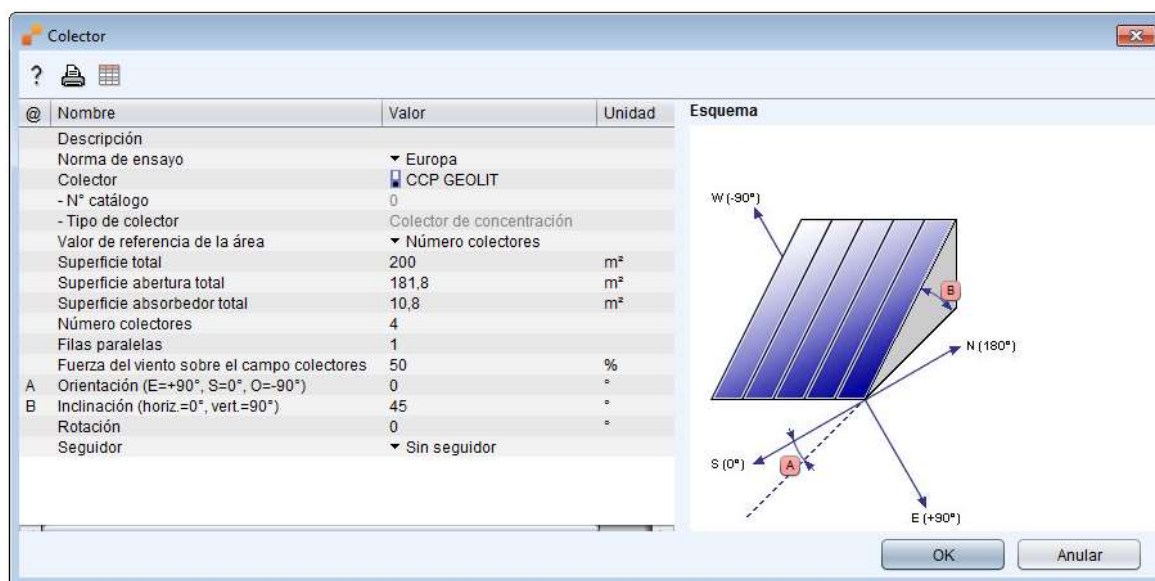


Figura 108: Parámetros que definen el sistema de captación. (Fuente: POLYSUN)

### Absorbedor de energía:

El componente denominado absorbedor de energía es el componente que define la demanda de la red. Los valores a introducir para caracterizarlo son las temperaturas de impulsión y retorno de la red, así como la potencia demandada. Los valores pueden ser

<sup>31</sup> POLYSUN permite al usuario ampliar el catálogo de colectores solares, pudiendo así introducir nuevos modelos.

desde horarios hasta anuales y se pueden definir tantas demandas como se quiera, demandas de calor y de frío, varias demandas de calor, etc.

Para su caracterización se ha introducido un archivo de datos .csv en el que se ha definido la potencia demandada horaria, con su salto térmico correspondiente, para un año de funcionamiento.

El archivo .csv se ha creado a partir de la demanda estimada que se detalla en el apartado 5.2.1 (Demanda diseño) asumiendo un salto térmico constante e igual a 105-80 °C.

### Tuberías:

Es necesario cumplimentar los siguientes campos:

- Tubo: se selecciona el material y la sección de los tubos del catálogo disponible en el programa. Los diámetros interno y externo quedan automáticamente definidos.
- Longitud.
- Coeficiente de forma laminar.
- Coeficiente de resistencia.
- Aislamiento térmico: se selecciona del catálogo correspondiente.
- Espesor del aislamiento.

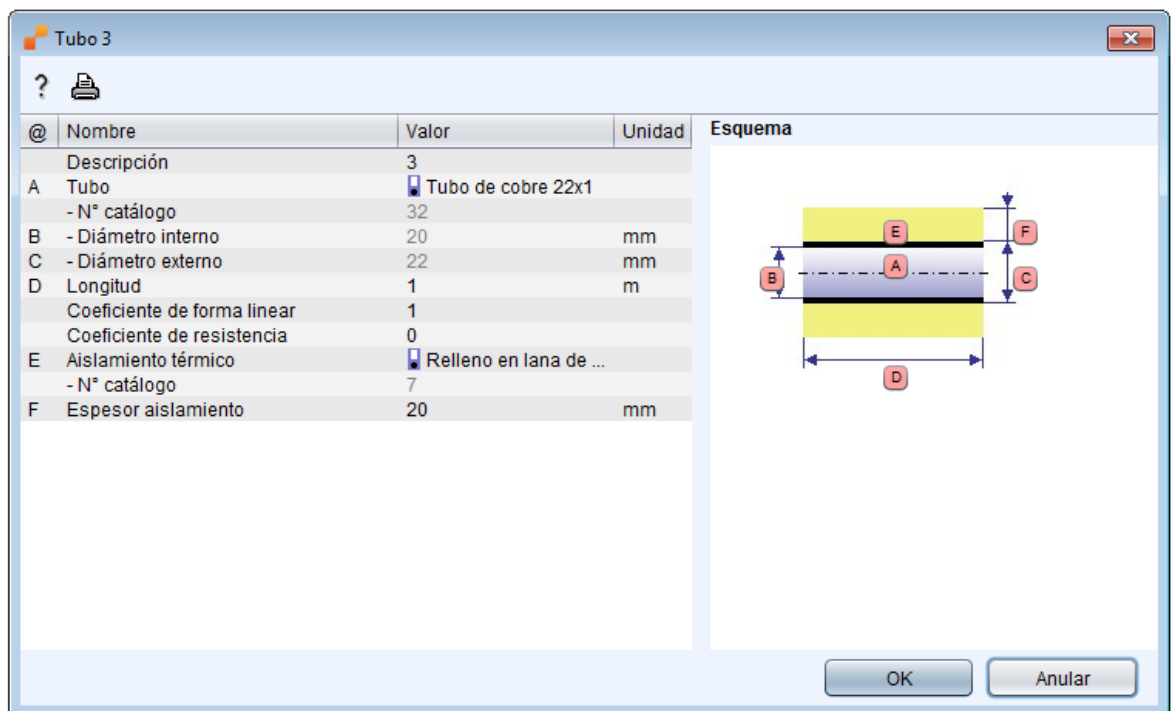


Figura 109: Parámetros que definen las tuberías. (Fuente: POLYSUN)

**Caldera:**

Para definir este componente se selecciona una de las calderas existentes en la librería correspondiente a calderas, o bien se introducen los parámetros necesarios que caracterizan el tipo de caldera requerido en una determinada aplicación.



Figura 110: Parámetros que definen las calderas. (Fuente: POLYSUN)

**Depósito de acumulación:**

Para definir este componente se selecciona uno de los depósitos existentes en la librería correspondiente, o bien se introducen los parámetros necesarios que caracterizan el depósito requerido en una determinada aplicación. En la definición del depósito se pueden editar no solo sus características geométricas sino también el tipo de material, aislamiento, número de conexiones, existencia y características de intercambiador interior, etc.

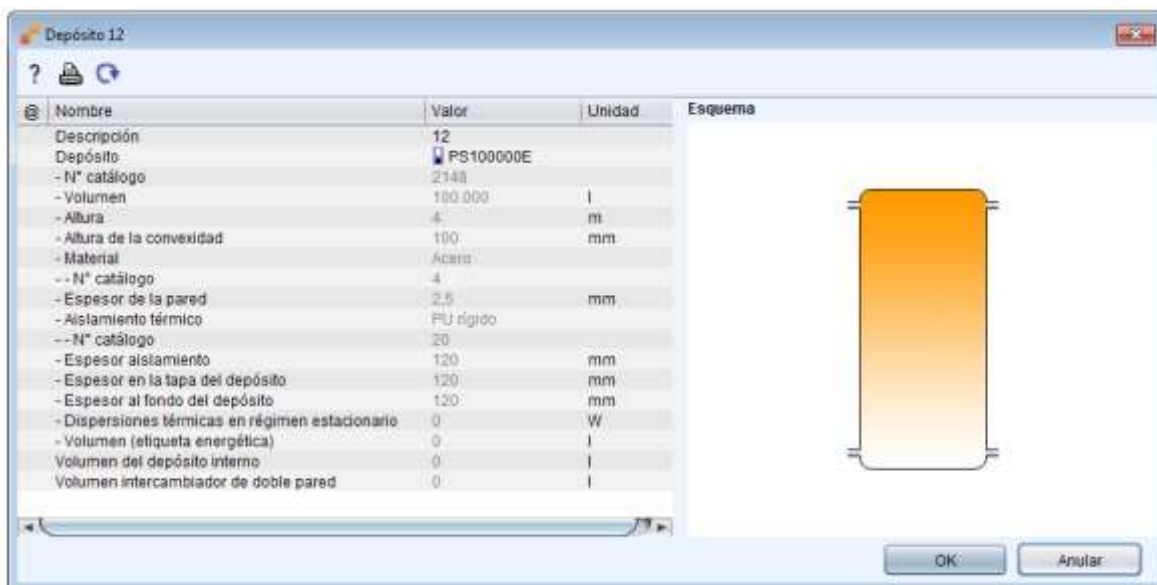


Figura 111: Parámetros que definen los depósitos. (Fuente: POLYSUN)

### Intercambiador de calor:

Para definir este componente se selecciona uno de los intercambiadores existentes en la librería correspondiente, o bien se introducen los parámetros necesarios que caracterizan el intercambiador requerido en una determinada aplicación.

El resto de equipos del sistema (válvulas, bombas) se deben seleccionar del catálogo correspondiente.

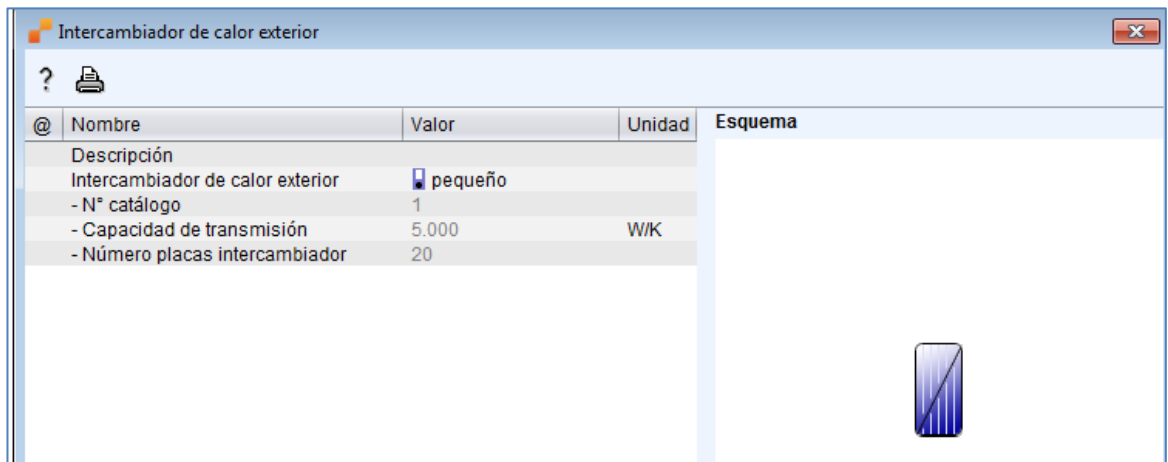


Figura 112: Parámetros que definen los intercambiadores de calor. (Fuente: POLYSUN)

### Regulación del sistema

El programa ofrece distintos tipos de regulación predefinidos (regulación de bomba, de calefacción auxiliar, de válvula mezcladora, de calefacción, de caudal, de irradiación, etc.) y también una opción denominada regulación programable que permite al usuario la introducción de tantas entradas, estados y salidas como requiera para la definición del control del sistema.

La regulación del sistema se ha abordado de manera que se define un tipo de regulación para cada una de las partes del sistema. El tipo de regulación seleccionada es, en la mayoría de los casos, regulación programable, por lo que para poder realizar las simulaciones y asegurar un correcto funcionamiento de la instalación diseñada es necesario definir las entradas, las variables auxiliares, los estados operativos y las salidas del sistema.

Las regulaciones incluidas controlan el funcionamiento de los siguientes componentes:

#### - Sistema solar de captación y acumulación

Regula el funcionamiento de las bombas del primario y secundario de la instalación. Es el sistema encargado de optimizar el aprovechamiento de la radiación solar y el almacenamiento de la energía generada.

La regulación activa la bomba del primario cuando la temperatura de los colectores supera la temperatura de la parte baja del depósito ( $T_{col} > T_{inf\ dep}$ ) y la bomba del secundario cuando la temperatura de entrada al intercambiador de placas sea superior a la temperatura superior del depósito ( $T_{ent\ int} > T_{sup\ dep}$ ).



- **Válvula mezcladora**

Regula el funcionamiento de la válvula mezcladora ubicada a la salida del depósito, de manera que no se supere la temperatura establecida como consigna de impulsión en la red ( $T_{\text{aporte solar}} \leq T_{\text{imp red}}$ ).

- **Aporte de energía solar del acumulador a la red**

Regula el funcionamiento de la bomba de aporte a la red de climatización. La bomba se activa cuando la temperatura de acumulación supera la temperatura de consigna de impulsión de la red ( $T_d > T_{\text{imp red}}$ ).

- **Caldera de biomasa**

Se regula de manera que aporte la potencia térmica necesaria conforme ésta sea demandada por la red.

- **Absorbedor de energía, Red de referencia.**

Regula el caudal de distribución de la red de manera que se adapte a la potencia demandada.

Todas las entradas, salidas, estados operativos y límites establecidos para las regulaciones mencionadas se explican y definen en profundidad en el anexo 17.3.

Una vez establecidas estas variables se tiene completamente definido el esquema que se va a emplear para simular cada uno de los casos de estudio. Para ello es necesario definir cada instalación introduciendo sus parámetros característicos en el esquema del programa.

A continuación se definen las simulaciones más relevantes que se han llevado a cabo para analizar el comportamiento del sistema y obtener conclusiones.

### 8.3 Identificación de las soluciones técnicamente viables

Tras realizar las simulaciones descritas con anterioridad se han obtenido los siguientes valores anuales de fracción solar (FS; %) y ratio de producción (RP; kWh/m<sup>2</sup>) para cada uno de los casos de estudio y para cada tecnología.

El análisis se efectúa de forma separada para cada tecnología comparando únicamente la influencia sobre los resultados de fracción y producción solar de la variación de los valores de ratio de acumulación y superficie de captación.

Colectores cilindro parabólicos (CCP)								
Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> ):	20		50		80		100	
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> )	FS	RP	FS	RP	FS	RP	FS	RP
545	9	878	10	972	10	1.017	11	1.037
1.090	17	805	20	957	21	1.008	21	1.020
2.090	28	720	34	871	37*	937	37	950
3.090	38	653	45	777	49	833	49	844

\* Los valores sombreados superan el límite de volumen de acumulación de 150.000 litros establecido en el apartado 7.5 (Acumulación). Estas instalaciones se han simulado para analizar su comportamiento en cuanto a fracción y producción solar pero no se consideran como posibles soluciones.

Tabla 67. Resultados de FS y RP obtenidos para los casos simulados de CCP

Colectores de espejos fijos (FMLC)								
Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> ):	20		50		80		100	
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> )	FS	RP	FS	RP	FS	RP	FS	RP
523	8	840	9	931	10	971	10	994
1.047	16	790	18	909	19	960	19	983
2.019	27	714	32	851	34	906	35	929
3.066	37	647	45	778	48	826	49	842
4.039	47	613	55*	717	57	755	59	773
5.011	53	563	61	645	64	676	65	693
6.058	55	478	65	569	68	596	69	608
6.657	57	451	67	533	70	560	72	571

\* Los valores sombreados superan el límite de volumen de acumulación de 150.000 litros establecido en el apartado 7.5 (Acumulación). Estas instalaciones se han simulado para analizar su comportamiento en cuanto a fracción y producción solar pero no se consideran como posibles soluciones.

Tabla 68. Resultados de FS y RP obtenidos para los casos simulados de FMCL

Colectores de Fresnel (LFC)								
Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> ):	20		50		80		100	
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> )	FS	RP	FS	RP	FS	RP	FS	RP
600	10	874	11	969	11	1.004	11	1.011
1.000	16	833	18	960	19	1.001	19	1.028
2.000	28	742	34	891	36	943	37	970
3.000	38	675	46	807	48	856	49	868
4.000	45	603	56*	742	59	788	61	803
5.000	51	542	63	664	66	697	68	718
5.600	54	512	66	630	70	661	71	677

\* Los valores sombreados superan el límite de volumen de acumulación de 150.000 litros establecido en el apartado 7.5 (Acumulación). Estas instalaciones se han simulado para analizar su comportamiento en cuanto a fracción y producción solar pero no se consideran como posibles soluciones.

Tabla 69. Resultados de FS y RP obtenidos para los casos simulados de LFC

A continuación se muestran gráficamente los resultados obtenidos para facilitar su interpretación y se resumen las conclusiones obtenidas.

### Fracción Solar vs Ratio Acumulación

Se representa la influencia que tiene en la fracción solar el ratio volumen de acumulación/superficie.

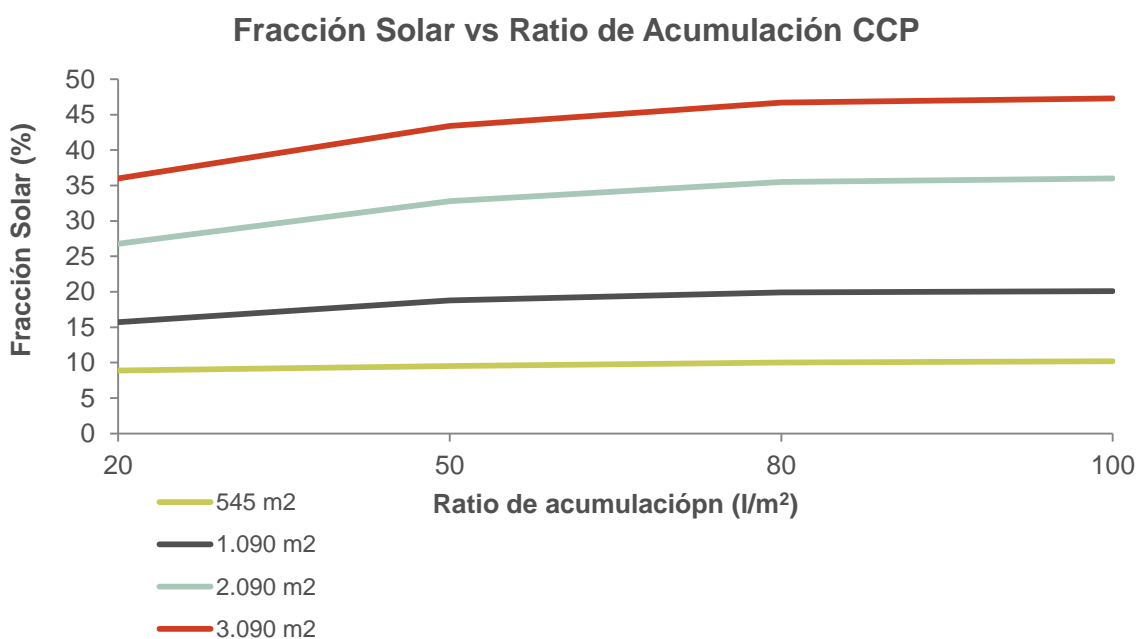


Figura 113. Fracción solar anual en función del ratio de acumulación. CCP

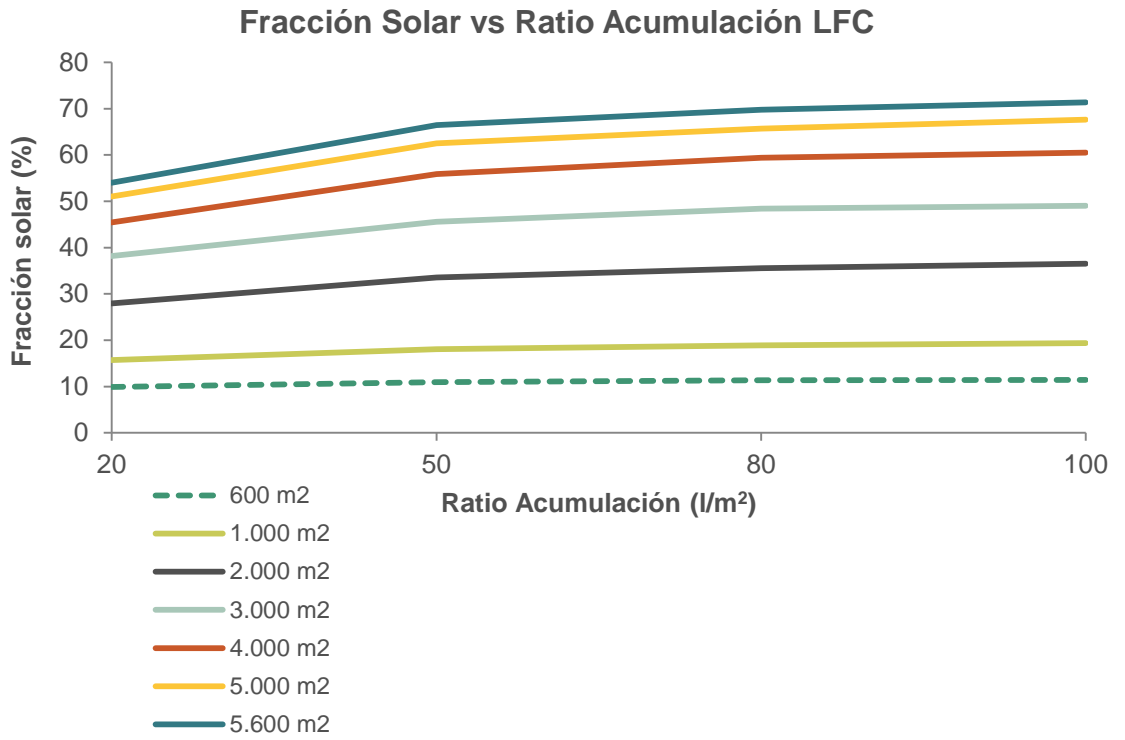


Figura 114. Fracción solar anual en función del ratio de acumulación. LFC

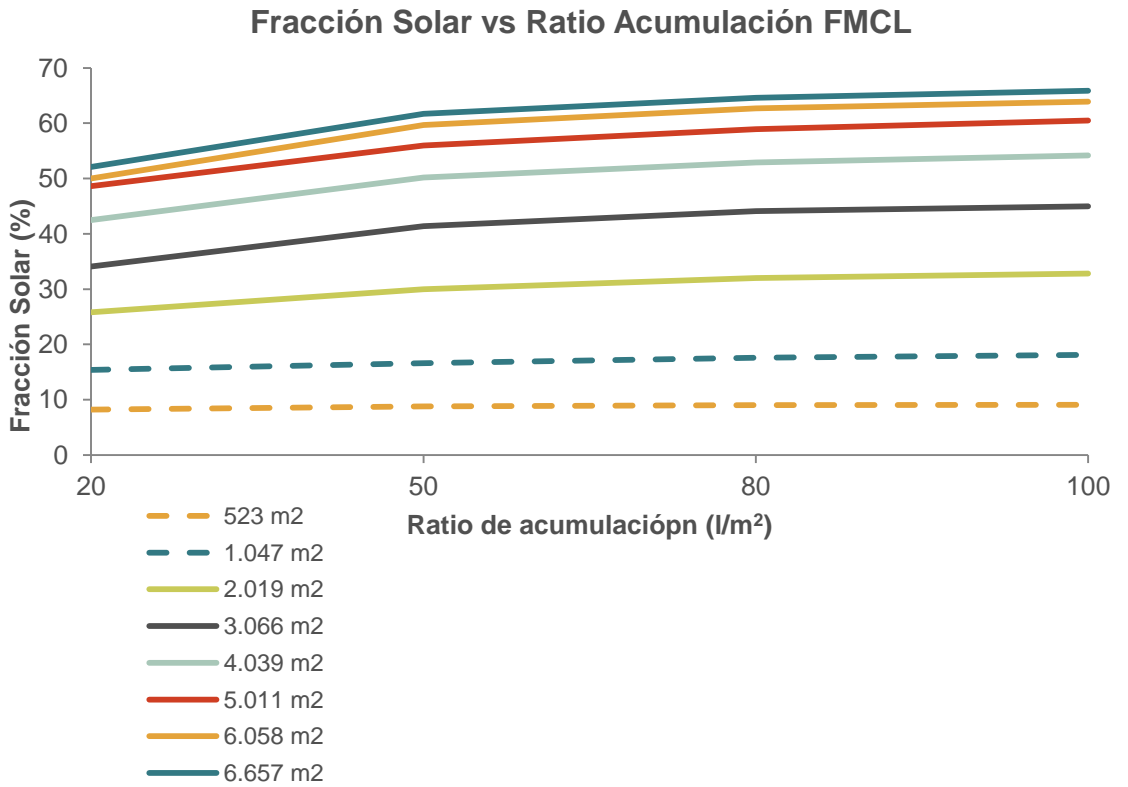


Figura 115: Fracción solar anual en función del ratio de acumulación. FMCL

El comportamiento de la fracción solar se puede explicar de forma genérica para las tres tecnologías ya que presenta variaciones similares ante la modificación de los valores de volumen de acumulación y superficie. De las gráficas anteriores se deduce lo siguiente:

- El aumento de la superficie de captación instalada manteniendo una relación de volumen/superficie constante determinada, lógicamente, supone un aumento de la fracción solar obtenida. No obstante, este incremento no es lineal para todo el rango de superficies, sino que es sustancialmente mayor para las superficies más pequeñas y menor para las superficies más grandes. Es decir, al aumentar la superficie de apertura de 1.000 m<sup>2</sup> a 2.000 m<sup>2</sup>, la fracción solar aumenta en mayor medida que si se compara dicho incremento para dos instalaciones de 5.000 m<sup>2</sup> y 6.000 m<sup>2</sup>.

Este efecto se debe a que al aumentar la producción solar el sistema tiende a saturarse con mayor frecuencia. La energía solar captada y acumulada es mayor que la energía cedida desde la acumulación a la red en algunos casos, de manera que el depósito alcanza mayores temperaturas. Disponer de altas temperaturas de acumulación en el depósito perjudica el rendimiento de los captadores solares, que tienen que trabajar a mayor temperatura y puede interrumpir circunstancialmente el aporte al alcanzarse más a menudo la temperatura máxima del depósito, impidiendo por tanto un óptimo aprovechamiento de la radiación solar.

- La fracción solar aumenta en mayor medida cuando se incrementan los ratios de acumulación de 20 a 50 que cuando se aumenta de 50 a 80 o de 80 a 100 ya que la pendiente que representa la evolución de la fracción solar cae considerablemente a partir de valores de ratio de acumulación de 50. Para ratios mayores, la fracción solar se mantiene más estable, aunque siempre en ligero ascenso.

### Ratio de Producción vs Ratio Acumulación

De la misma manera que se ha hecho anteriormente se analiza el efecto que tiene la variación de ratios de acumulación sobre la producción solar.

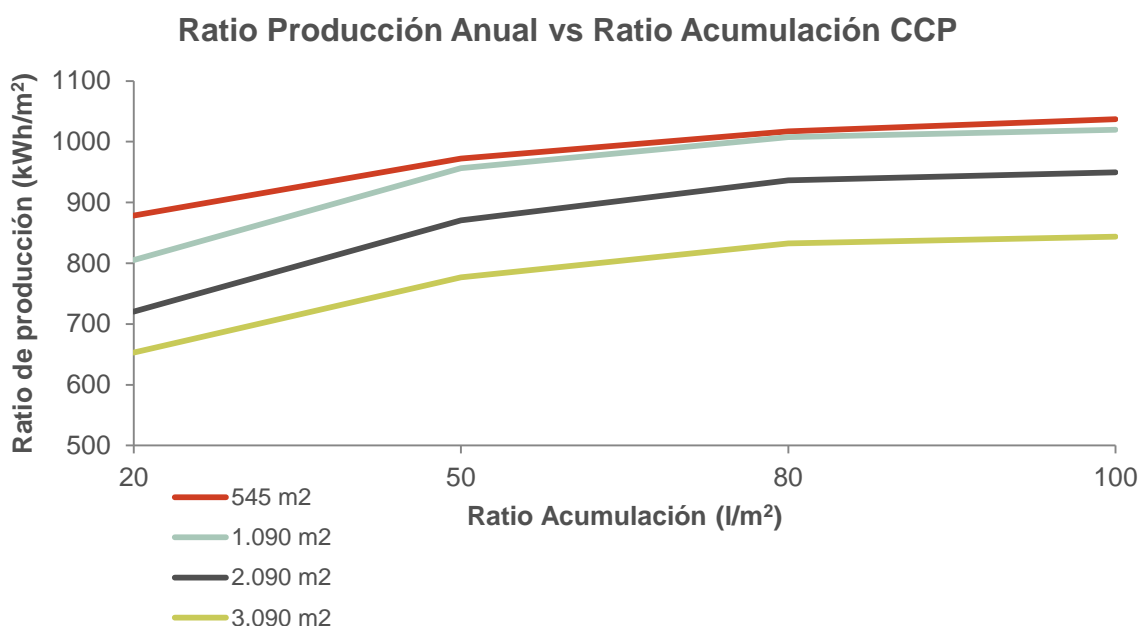


Figura 116. Ratio de producción anual en función del ratio de acumulación. CCP

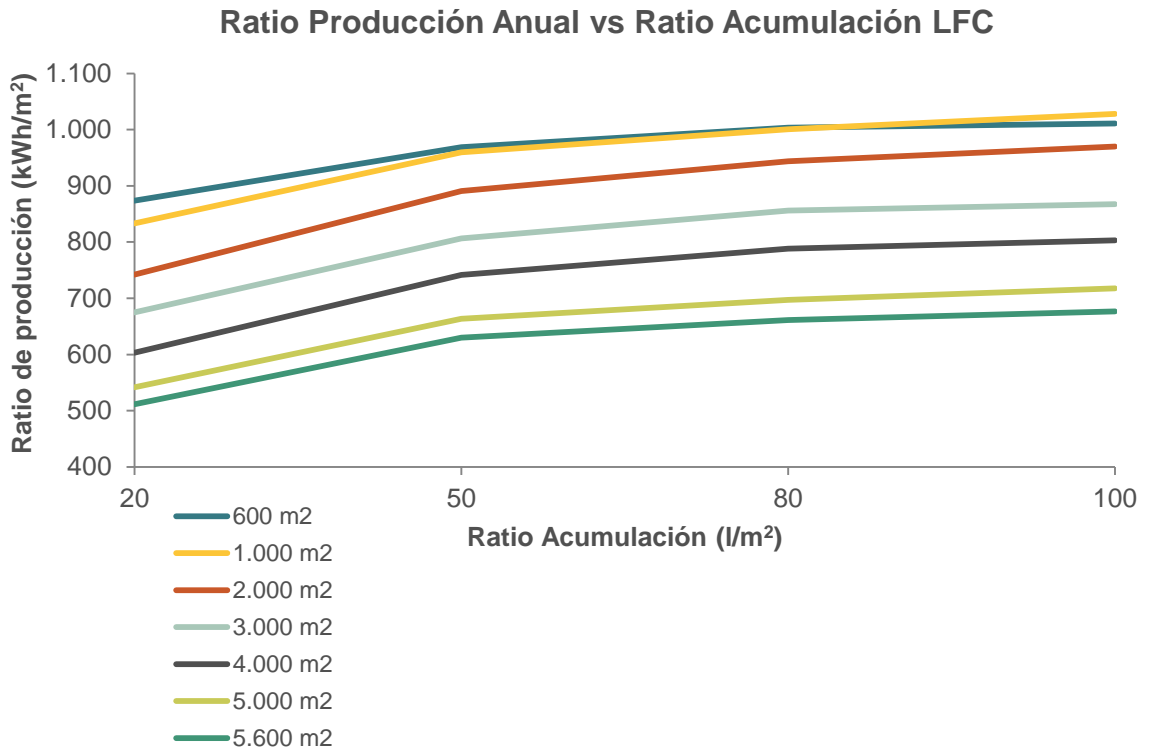


Figura 117. Ratio de producción anual en función del ratio de acumulación. LFC

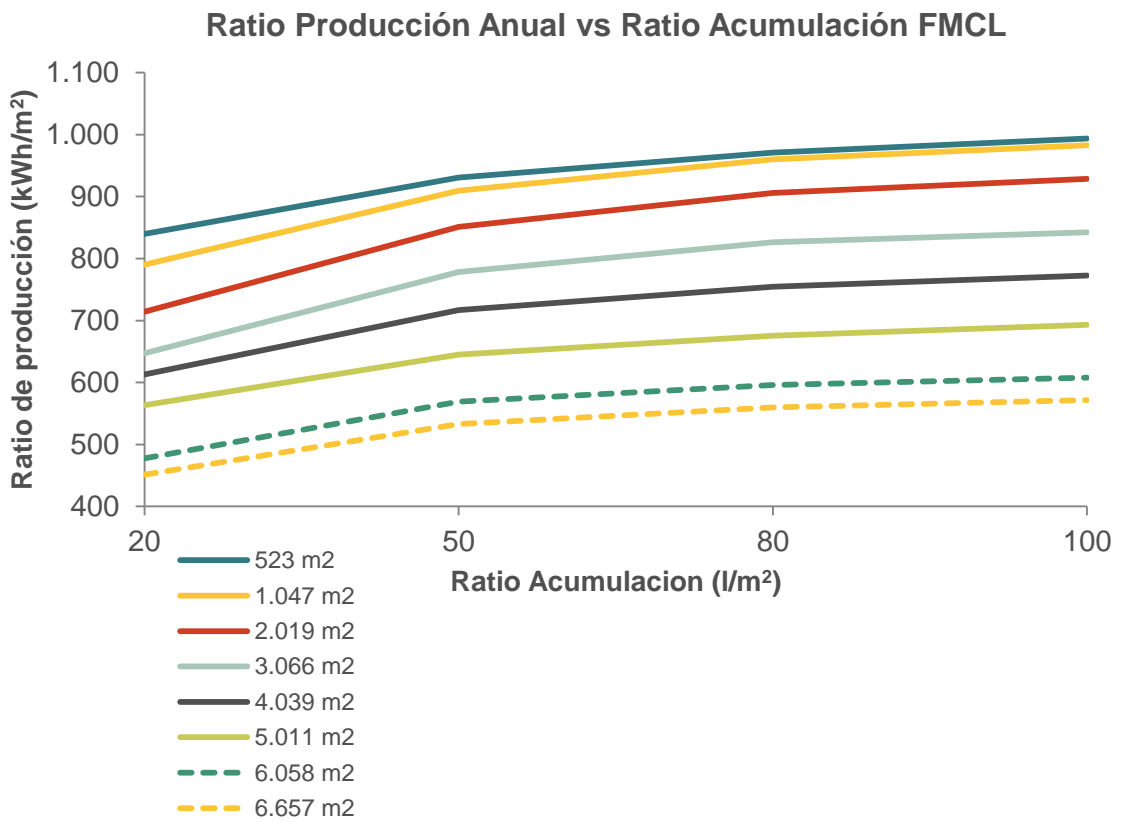


Figura 118: Ratio de producción anual en función del ratio de acumulación. FMCL

Del análisis de las gráficas anteriores se deduce lo siguiente:

- Al aumentar la superficie de captación instalada, manteniendo una relación de volumen/superficie constante determinada, disminuye el ratio de producción obtenido. Esto, al igual que ocurre en el caso de la fracción solar, se debe a que la instalación funciona a peor rendimiento al encontrarse el depósito a temperaturas mayores durante periodos más largos de tiempo.
- La producción solar aumenta conforme aumenta el ratio de acumulación, no obstante, esto lo hace de manera más acusada hasta alcanzar el valor de ratio de acumulación de 50. Sin embargo, para valores superiores del ratio de acumulación, la producción solar crece de forma notablemente inferior tendiendo su pendiente a ser asintótica.
- Llama la atención que para las tres tecnologías, las instalaciones de menor tamaño (500 m<sup>2</sup>) muestran un incremento de producción solar inferior para los ratios de acumulación más pequeños (de 20 a 50 l/m<sup>2</sup>) que las instalaciones de tamaño superior (1.000 m<sup>2</sup>).

### Fracción Solar vs Superficie Apertura

En los gráficos que se muestran a continuación se muestra cómo evoluciona la fracción solar en función de la superficie de apertura de la instalación.

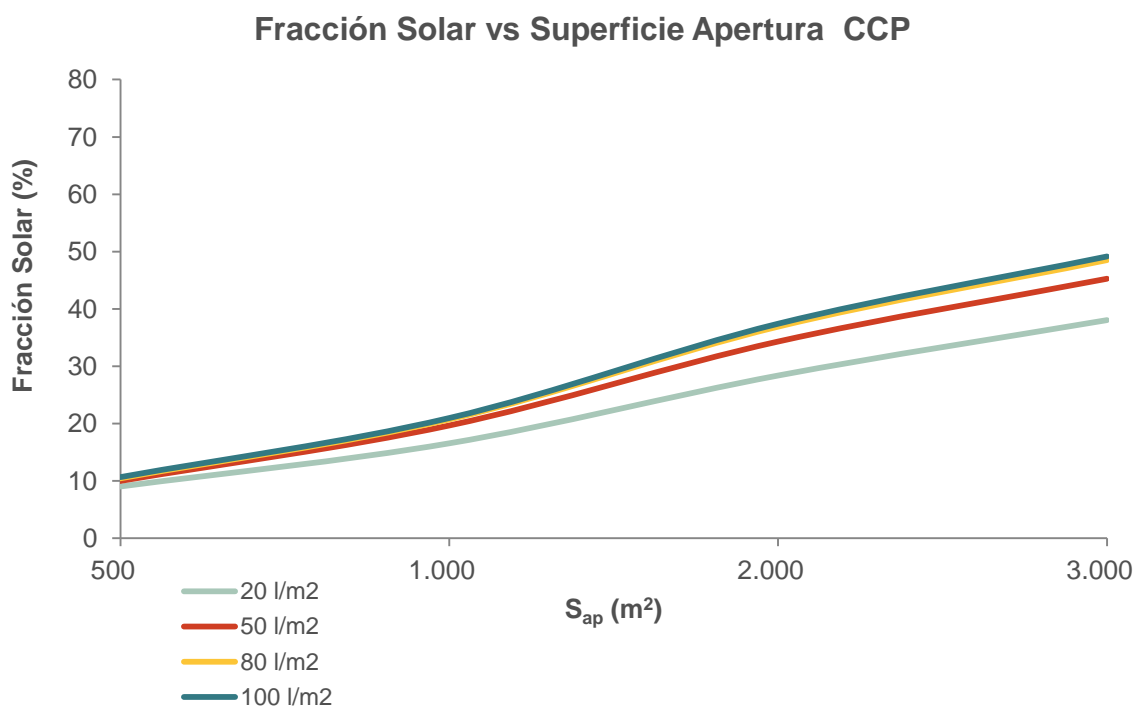


Figura 119. Fracción solar en función de la superficie de apertura (S<sub>ap</sub>). CCP

### Fracción Solar vs Superficie Apertura LFC

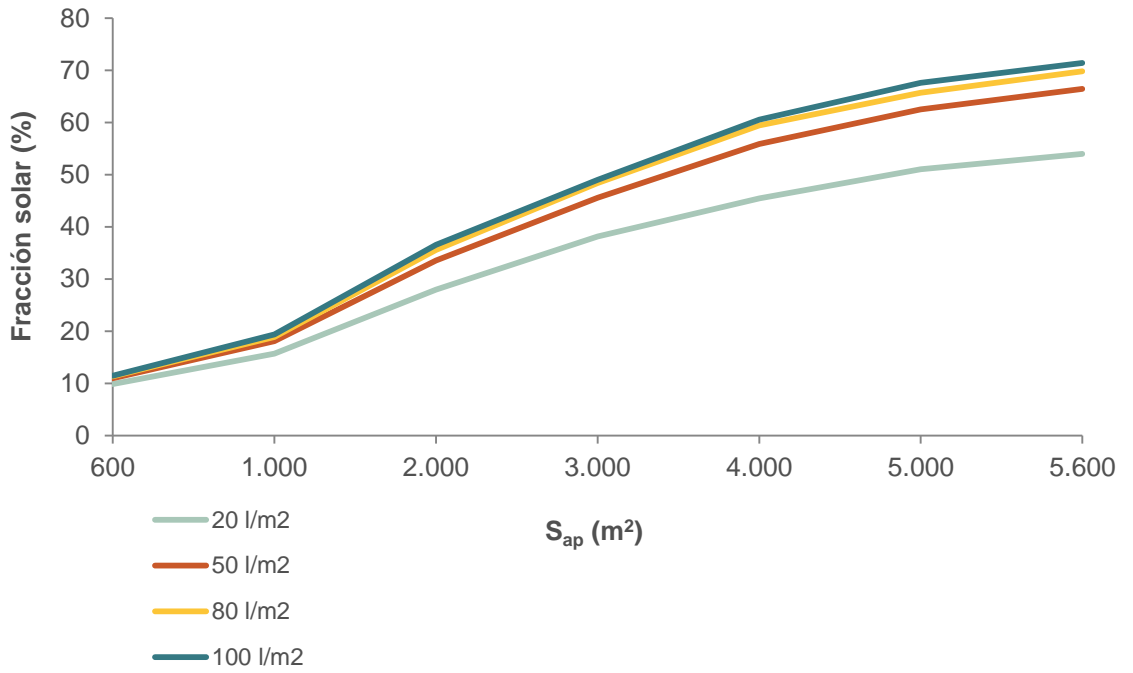


Figura 120. Fracción solar en función de la superficie de apertura ( $S_{ap}$ ). LFC

### Fracción Solar vs Superficie Apertura FMCL

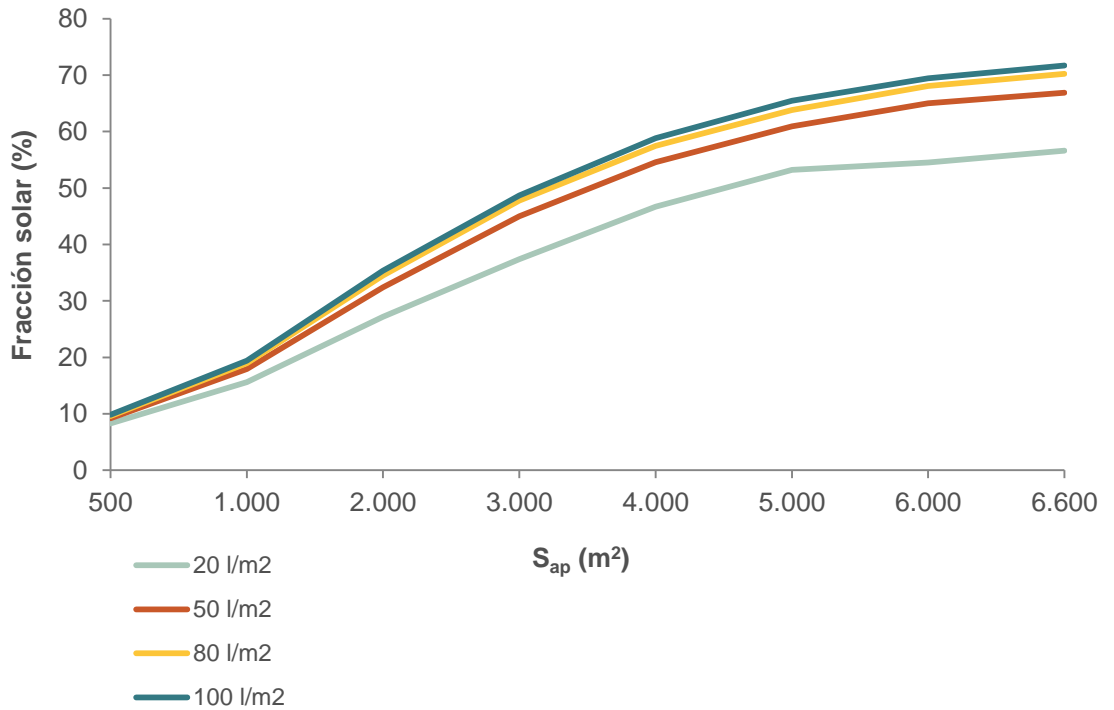


Figura 121: Fracción solar en función de la superficie de apertura ( $S_{ap}$ ). FMCL



La menor pendiente del tramo comprendido entre superficies de 500 y 1.000 m<sup>2</sup> en comparación con el resto de tramos representados se debe a que, aunque el intervalo de superficie considerado es menor, la gráfica presenta la misma separación entre valores en el eje de abscisas.

Del análisis de las gráficas anteriores se deduce lo siguiente:

- Se obtienen mejores resultados de fracción solar para mayores ratios de volumen de acumulación.
- Se observa que para valores del ratio de acumulación de 50, 80 y 100 l/m<sup>2</sup>, el incremento de la fracción solar es poco significativo y no se aprecia un aumento considerable entre los diferentes ratios de acumulación. Es decir, que el aumento de producción producido entre un ratio de acumulación de 20 a 50 es mucho mayor que para incrementos de ratios de 80 a 50 o de 100 a 80. Este efecto debe considerarse en el análisis final a la hora de realizar la selección de las instalaciones, ya que a igualdad de características de producción se debe optar por aquellas que dispongan del menor volumen de acumulación puesto que esto supone un coste de inversión menor.

### Ratio de Producción vs Superficie de Apertura

El análisis de la evolución de los ratios de producción en función de la superficie de apertura permite llegar a conclusiones similares a las obtenidas anteriormente.

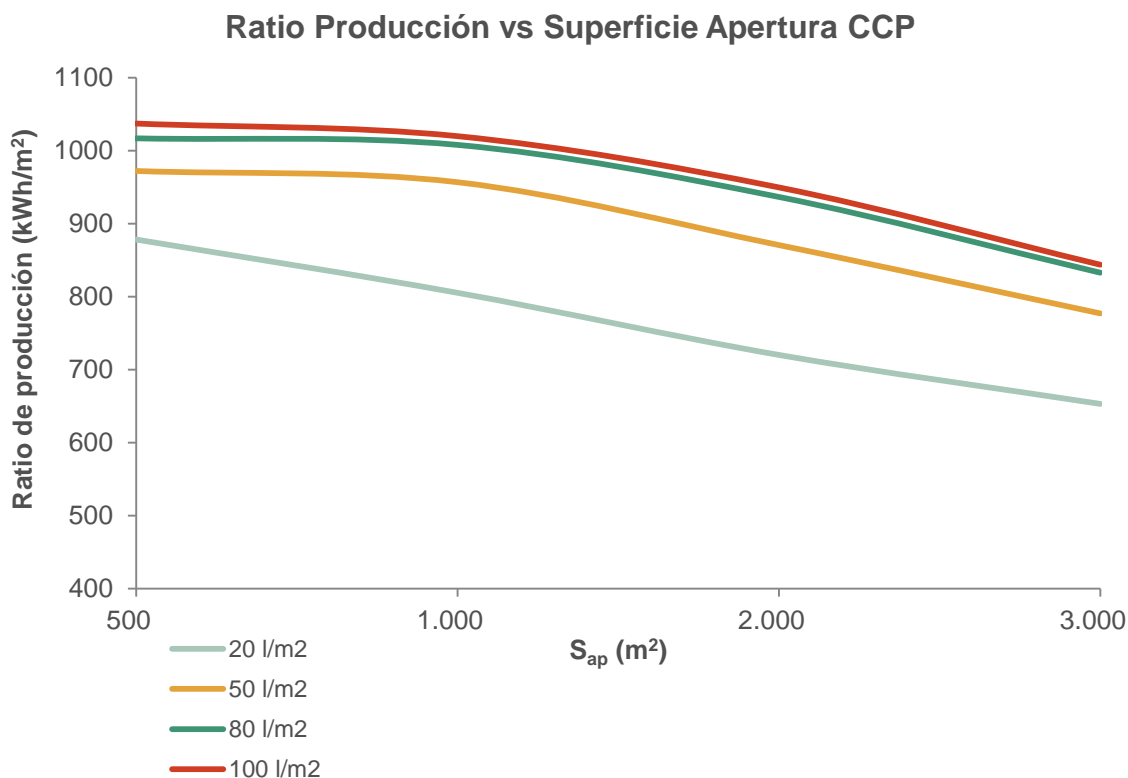


Figura 122. Ratio de producción en función de la superficie de apertura (S<sub>ap</sub>). CCP

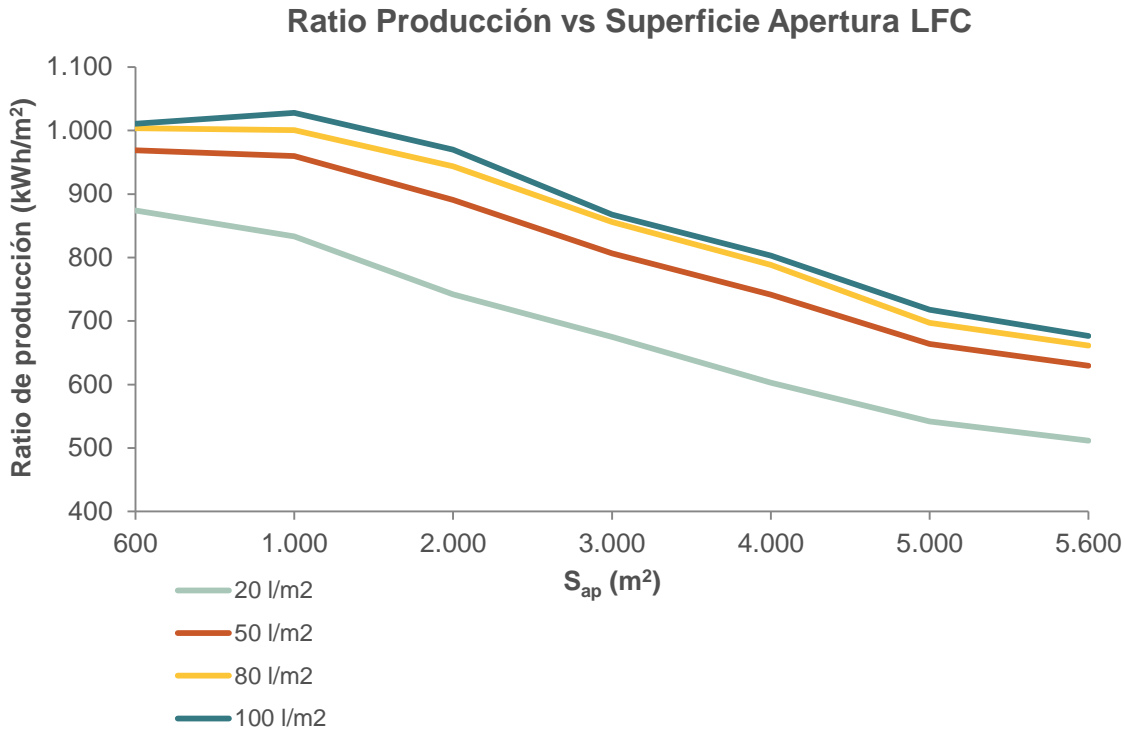


Figura 123. Ratio de producción en función de la superficie de apertura ( $S_{ap}$ ). LFC

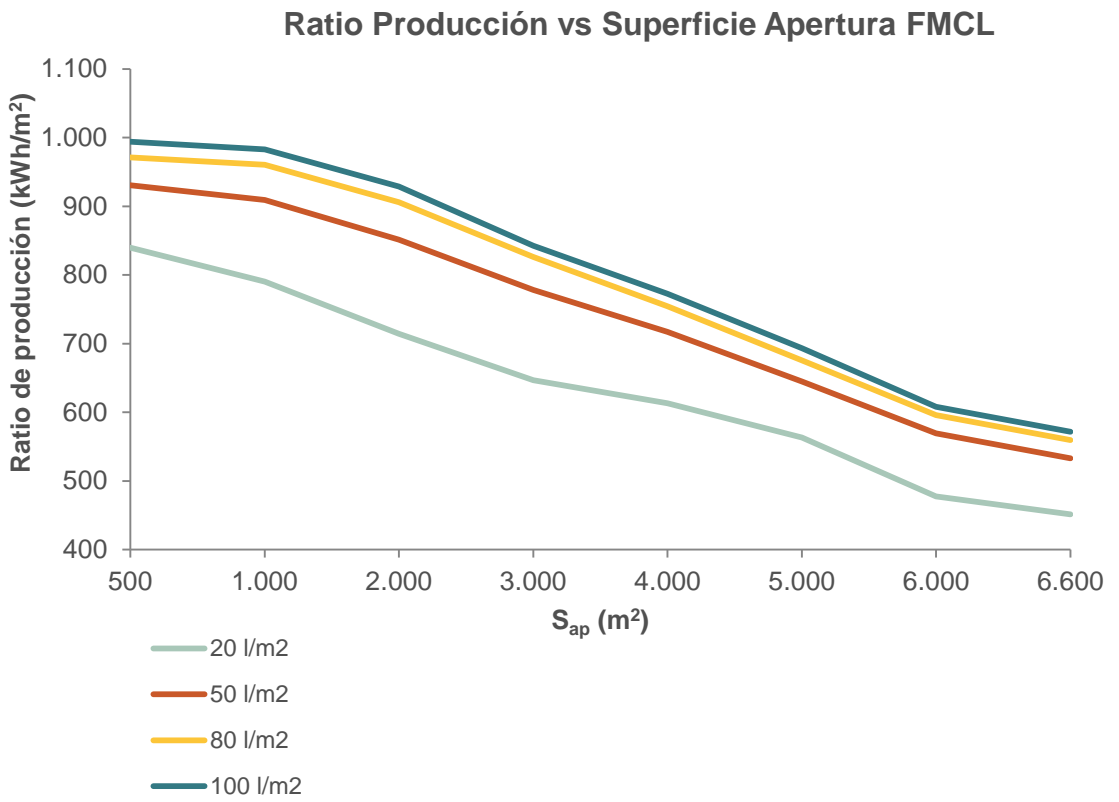


Figura 124: Ratio de producción en función de la superficie de apertura ( $S_{ap}$ ). FMCL

De estas gráficas se deduce lo siguiente:

- Se muestra con mayor claridad la reducción del ratio de producción que supone aumentar la superficie de captación, especialmente en el caso de los colectores LFC y FMCL cuya producción decrece más a partir de superficies de 5.000 y 6.000 m<sup>2</sup> respectivamente.
- De la misma forma que ocurre en el caso anterior con la fracción solar, aunque el ratio de producción mejora al aumentar el volumen de acumulación, para valores altos de dicho volumen la mejora es muy reducida. En este caso las producciones correspondientes a los ratios 80 y 100 l/m<sup>2</sup> son prácticamente iguales.

## Conclusiones

Las conclusiones generales que se obtienen al analizar el conjunto de gráficas expuestas con anterioridad son las siguientes:

- La fracción solar aumenta con la superficie de captación instalada.
- El ratio de incremento de la fracción solar disminuye para valores altos de la superficie de apertura.
- La fracción solar aumenta con el ratio de acumulación.
- El incremento de la fracción solar disminuye para valores altos del ratio de acumulación.
- El ratio de producción disminuye al aumentar la superficie de apertura del campo.
- El máximo del ratio de producción se obtiene para las menores superficies de apertura consideradas.
- El ratio de producción aumenta con el ratio de acumulación.
- El porcentaje de aumento del ratio de producción disminuye para valores altos del ratio de acumulación.
- A partir de determinados valores de ratio de acumulación las diferencias entre fracciones solares y producción solar se minimizan.

En la siguiente tabla se resume el comportamiento que presenta la fracción solar y el ratio de producción en función de la superficie de apertura y el volumen de acumulación de la instalación solar.

	FS	RP	$\Delta$ FS	$\Delta$ RP
↑ S. Apertura	↑	↓	↓	↓
↑ Volumen	↑	↑	↓	↓

Tabla 70. Relación entre la fracción solar (FS) y el ratio de producción (RP) con la superficie de apertura ( $S_{ap}$ ) y el ratio de acumulación (RA)

## Selección de casos de oportunidad

Una vez obtenidos los resultados de las simulaciones para cada uno de los 76 casos establecidos en el apartado anterior, es necesario determinar qué instalaciones se consideran técnicamente viables, para evaluarlas económicamente.

El comportamiento de las instalaciones, en cuanto a capacidad de producción y fracción solar, permite establecer una serie de criterios para identificar las soluciones técnicas óptimas.

Los criterios de selección que se van a aplicar son los siguientes:

- La fracción solar anual mínima de cada instalación debe ser igual o superior al **15%**. De esta manera solo se consideran aquellas instalaciones solares que supongan un aporte solar significativo y representativo sobre la demanda.
- Se tienen en cuenta, para cada rango de superficie, solo aquellas instalaciones en las que incrementando el ratio de acumulación, el incremento de fracción solar sea de al menos un **15%**.
- Se tienen en cuenta, para cada ratio de acumulación, aquellas instalaciones que incrementando su superficie no supongan una disminución del ratio de producción solar superior al **20%**, medido éste con respecto al valor máximo obtenido para cada ratio de acumulación; es decir, con respecto al valor correspondiente a las menores superficies de apertura consideradas.

## Colectores cilindro parabólicos (CCP)

A continuación se muestran las tablas sobre las que se han aplicado los criterios técnicos mencionados sobre la fracción solar y el ratio de producción para los casos de CCP.

Colectores cilindro parabólicos – Fracción solar								
$S_{ap}$ (m <sup>2</sup> ):	545		1.090		2.090		3.090	
Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔFS (%)
20	9	100	<u>17*</u>	<u>100</u>	<u>28</u>	<u>100</u>	<u>38</u>	<u>100</u>
50	10	111	<u>20</u>	<u>119</u>	<u>34</u>	<u>121</u>	<u>45</u>	<u>119</u>
80	10	105	21	105	37	108	49	107
100	11	102	21	101	37	101	49	101

\* Los valores que aparecen subrayados son aquellos que cumplen los criterios de selección

Tabla 71. Aplicación de criterios técnicos sobre la fracción solar. CCP

Colectores cilindro parabólicos – Ratio de producción								
Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	20		50		80		100	
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> )	RP (kWh/m <sup>2</sup> )	ΔRP (%)	RP (kWh/m <sup>2</sup> )	ΔRP (%)	RP (kWh/m <sup>2</sup> )	ΔRP (%)	RP (kWh/m <sup>2</sup> )	ΔRP (%)
545	<u>878*</u>	<u>100</u>	<u>972</u>	<u>100</u>	<u>1.017</u>	<u>100</u>	<u>1.037</u>	<u>100</u>
1.090	<u>805</u>	<u>92</u>	<u>957</u>	<u>98</u>	<u>1.008</u>	<u>99</u>	<u>1.020</u>	<u>98</u>
2.090	<u>720</u>	<u>82</u>	<u>871</u>	<u>90</u>	<u>937</u>	<u>92</u>	<u>950</u>	<u>92</u>
3.090	653	74	<u>777</u>	<u>80</u>	<u>833</u>	<u>82</u>	<u>844</u>	<u>81</u>

\* Los valores que aparecen subrayados son aquellos que cumplen los criterios de selección

Tabla 72. Aplicación de criterios técnicos sobre el ratio de producción. CCP

### Colectores de Fresnel (LFC)

A continuación se muestran las tablas sobre las que se han aplicado los criterios técnicos mencionados sobre la fracción solar y el ratio de producción para los casos de LFC:

Colectores de Fresnel – Fracción solar														
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> ):	600		1.000		2.000		3.000		4.000		5.000		5.600	
V/S (l/m <sup>2</sup> )	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔFS (%)
20	10	100	<u>16*</u>	<u>100</u>	<u>28</u>	<u>100</u>	<u>38</u>	<u>100</u>	<u>46</u>	<u>100</u>	<u>51</u>	<u>100</u>	<u>54</u>	<u>100</u>
50	11	104	18	108	<u>33</u>	<u>122</u>	<u>46</u>	<u>121</u>	<u>56</u>	<u>125</u>	<u>63</u>	<u>124</u>	<u>67</u>	<u>124</u>
80	11	104	19	104	36	106	48	106	59	107	66	105	70	105
100	12	101	19	103	37	103	49	102	61	102	68	103	71	102

\* Los valores que aparecen subrayados son aquellos que cumplen los criterios de selección

Tabla 73. Aplicación de criterios técnicos sobre la fracción solar. LFC

Colectores de Fresnel – Ratio de producción								
Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	20		50		80		100	
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> )	RP (kWh/m <sup>2</sup> )	ΔRP (%)	RP (kWh/m <sup>2</sup> )	ΔRP (%)	RP (kWh/m <sup>2</sup> )	ΔRP (%)	RP (kWh/m <sup>2</sup> )	ΔRP (%)
600	<u>874*</u>	<u>100</u>	<u>969</u>	<u>100</u>	<u>1004</u>	<u>100</u>	<u>1011</u>	<u>100</u>
1.000	<u>833</u>	<u>95</u>	<u>960</u>	<u>99</u>	<u>1001</u>	<u>100</u>	<u>1028</u>	<u>102</u>
2.000	<u>742</u>	<u>85</u>	<u>891</u>	<u>92</u>	<u>943</u>	<u>94</u>	<u>970</u>	<u>96</u>
3.000	675	77	<u>807</u>	<u>83</u>	<u>856</u>	<u>85</u>	<u>868</u>	<u>86</u>
4.000	603	69	742	77	788	79	803	79
5.000	542	62	664	69	697	69	718	71
5.600	512	59	630	65	661	66	677	67

\* Los valores que aparecen subrayados son aquellos que cumplen los criterios de selección

Tabla 74. Aplicación de criterios técnicos sobre el ratio de producción. LFC.

### Colectores de espejos fijos (FMCL)

A continuación se muestran las tablas sobre las que se han aplicado los criterios técnicos mencionados sobre la fracción solar y el ratio de producción para los casos de FMCL.

Colectores de espejos fijos – Fracción solar																
S <sub>ap</sub> :	523		1.047		2.019		3.066		4.039		5.011		6.058		6.657	
V/S	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔF S (%)	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔFS (%)	FS (%)	ΔFS (%)
20	8	100	<u>15*</u>	<u>100</u>	<u>27</u>	<u>100</u>	<u>37</u>	<u>100</u>	<u>46</u>	<u>100</u>	<u>53</u>	<u>100</u>	<u>54</u>	<u>100</u>	<u>56</u>	<u>100</u>
50	9	111	<u>17</u>	<u>115</u>	<u>32</u>	<u>119</u>	<u>45</u>	<u>120</u>	<u>54</u>	<u>117</u>	<u>60</u>	<u>115</u>	<u>68</u>	<u>125</u>	<u>66</u>	<u>118</u>
80	9	104	19	106	34	106	47	106	57	105	63	105	68	100	70	105
100	9	102	19	102	35	103	48	102	58	102	65	103	69	102	71	102

\* Los valores que aparecen sombreados son aquellos que cumplen los criterios de selección

Tabla 75: Aplicación de criterios técnicos sobre la fracción solar. FMCL

Colectores de espejos fijos – Ratio de producción								
V/S (l/m <sup>2</sup> ):	20		50		80		100	
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> )	RP (kWh/m <sup>2</sup> )	ΔRP (%)	RP (kWh/m <sup>2</sup> )	ΔRP (%)	RP (kWh/m <sup>2</sup> )	ΔRP (%)	RP (kWh/m <sup>2</sup> )	ΔRP (%)
523	<u>839*</u>	<u>100</u>	<u>930</u>	<u>100</u>	<u>971</u>	<u>100</u>	<u>993</u>	<u>100</u>
1.047	<u>790</u>	<u>94</u>	<u>909</u>	<u>98</u>	<u>960</u>	<u>99</u>	<u>983</u>	<u>99</u>
2.019	<u>714</u>	<u>85</u>	<u>851</u>	<u>91</u>	<u>905</u>	<u>93</u>	<u>928</u>	<u>93</u>
3.066	646	77	<u>778</u>	<u>84</u>	<u>826</u>	<u>85</u>	<u>842</u>	<u>85</u>
4.039	612	73	716	77	754	78	772	78
5.011	563	67	644	69	675	70	693	70
6.058	477	57	569	61	596	61	607	61
6.657	451	54	533	57	559	58	571	57

Los valores que aparecen subrayados son aquellos que cumplen los criterios de selección

Tabla 76: Aplicación de criterios técnicos sobre el ratio de producción. FMCL

## Resumen de las soluciones viables según los criterios técnicos

Tras aplicar los criterios técnicos mencionados con anterioridad, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Las instalaciones que cumplen los criterios relativos a la fracción solar son aquellas que tienen menores ratios de acumulación, 20 y 50 l/m<sup>2</sup>, ya que para ratios mayores la fracción solar no crece más de un 15%.
- No se ha seleccionado ninguna instalación correspondiente a la superficie más pequeña (500 m<sup>2</sup>) ya que no alcanzan la fracción solar mínima establecida del 15 %.
- Las instalaciones con superficies mayores a 4.000 m<sup>2</sup> no cumplen los criterios relativos al ratio de producción, ya que su producción disminuye más de un 20% de la producción de las instalaciones que presentan la máxima producción.

Finamente se seleccionan 14 instalaciones por cumplir con los criterios técnicos establecidos y se resumen en la siguiente tabla:

Caso de estudio	Tecnología	Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	Superficie Apertura (m <sup>2</sup> )	Nº colectores	Nº baterías	Caudal solar (l/h)	Producción solar (MWh/año)	Ratio de producción solar (kWh/m <sup>2</sup> año)	Fracción Solar (%)
1	CCP	20	1.090	24	12	20.940	878	806	17
2	CCP	20	2.090	46	23	40.135	1.506	721	28
3	CCP	50	1.090	24	12	20.940	1.044	958	20
4	CCP	50	2.090	46	23	40.135	1.820	871	34
5	CCP	50	3.090	68	34	59.330	2.402	777	45
6	LFC	20	1.000	10	5	15.000	833	833	16
7	LFC	20	2.000	20	10	30.000	1.484	742	28
8	LFC	50	2.000	20	10	30.000	1.782	891	34
9	LFC	50	3.000	30	15	45.000	2.420	807	46
10	FMCL	20	1.047	28	14	21.000	827	790	16
11	FMCL	20	2.019	54	27	40.500	1.442	714	27
12	FMCL	50	1.047	28	14	21.000	952	909	18
13	FMCL	50	2.019	54	27	40.500	1.719	851	32
14	FMCL	50	3.066	82	41	61.500	2.387	779	45

Tabla 77. Instalaciones que cumplen los criterios técnicos



### Análisis detallado del comportamiento de la instalación solar

A continuación se analiza con mayor detalle el comportamiento de la instalación correspondiente al caso 8, formada por 2.000 m<sup>2</sup> de Fresnel y por un ratio de acumulación de 50 l/m<sup>2</sup>, en diferentes épocas del año (verano e invierno) cuando las condiciones de radiación y temperatura ambiente varían, así como la influencia del perfil de demanda. El funcionamiento de la instalación se analiza estudiando la evolución de las temperaturas de diferentes partes del circuito: como la temperatura del depósito de acumulación, la temperatura de los colectores solares, la temperatura de aporte a la red, etc.

Como se ha explicado en el apartado 7.5 (Acumulación), la temperatura máxima fijada en el depósito de acumulación es 140 °C. La temperatura alcanzada en el depósito depende, en cada instante, de la cantidad de energía solar aportada por el campo de colectores y del volumen de demanda. En aquellos momentos en los que el aporte solar suponga alcanzar temperaturas en el depósito superiores a las permitidas, el sistema de control del campo solar desorienta los colectores para interrumpir o disminuir su producción, garantizando así que en ningún momento se excede la temperatura límite establecida. Por otro lado, la bomba del circuito de aporte de energía solar a la red, entra en funcionamiento cuando la temperatura de la capa alta del depósito es superior a 105 °C.

A continuación se muestra una gráfica en la que se representa el perfil de demanda de la red bajo condiciones de diseño (color rojo), la producción solar (color amarillo) y la fracción solar (línea azul) correspondientes a la instalación de 2.000 m<sup>2</sup> de Fresnel y ratio de acumulación 50 l/m<sup>2</sup>.

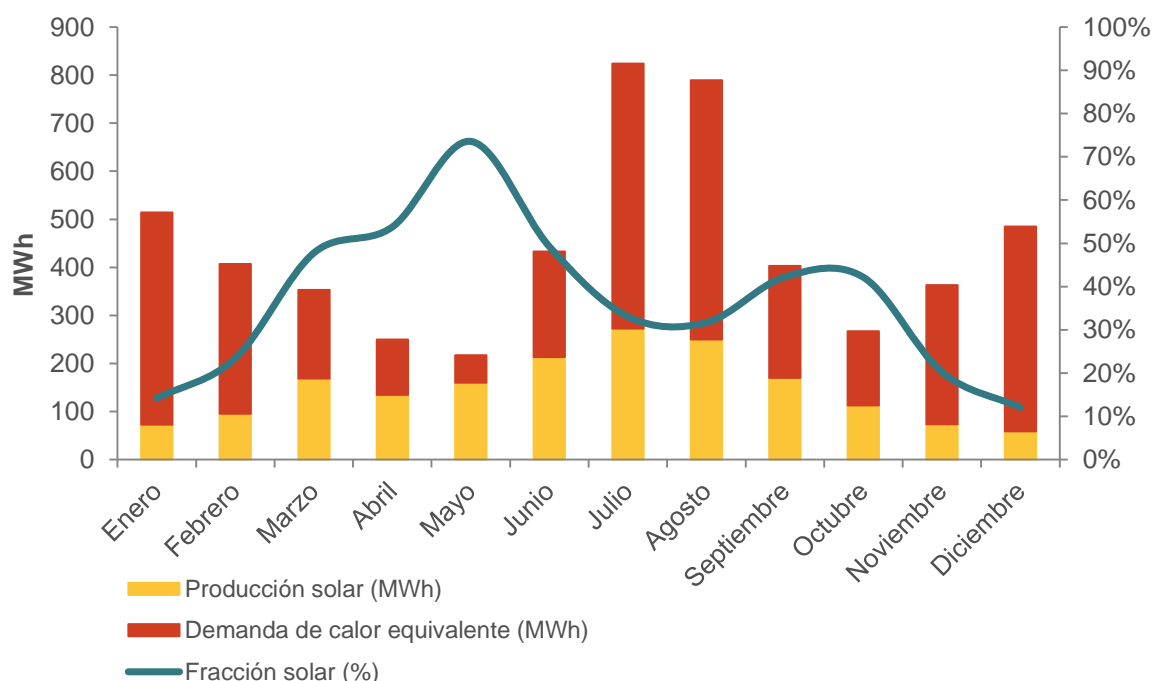


Figura 125: Perfil de demanda, producción solar y fracción solar de la instalación de 2.000 m<sup>2</sup> de Fresnel y ratio de acumulación de 50 l/m<sup>2</sup>

Se observa que, a lo largo del año, las variaciones de la demanda suponen alcanzar coberturas solares muy diferentes. Estas variaciones influyen directamente en el comportamiento térmico del sistema, como se analiza a continuación.

En las siguientes gráficas se muestra el comportamiento diario de esta instalación de Fresnel en tres épocas diferentes del año. Cada una de ellas tiene diferentes condiciones ambientales que afectan a la producción solar y tienen en consideración la demanda correspondiente a la época del año que representan. Se muestran cuatro curvas diferentes: temperatura de colectores ( amarilla), temperatura de la capa alta del depósito (roja), temperatura de la tubería de aporte desde el depósito a la red (azul) y temperatura de consigna de la red, 105 °C (negra).

En el comportamiento térmico del sistema no solo influyen los componentes que lo integran, sino también las condiciones de temperatura e irradiación ambientales, a través de los captadores solares. Se observan tres comportamientos claramente diferenciados:

**Meses de invierno**

En la siguiente figura se representa el comportamiento del sistema durante el día 13 de febrero, elegido como día característico de invierno.

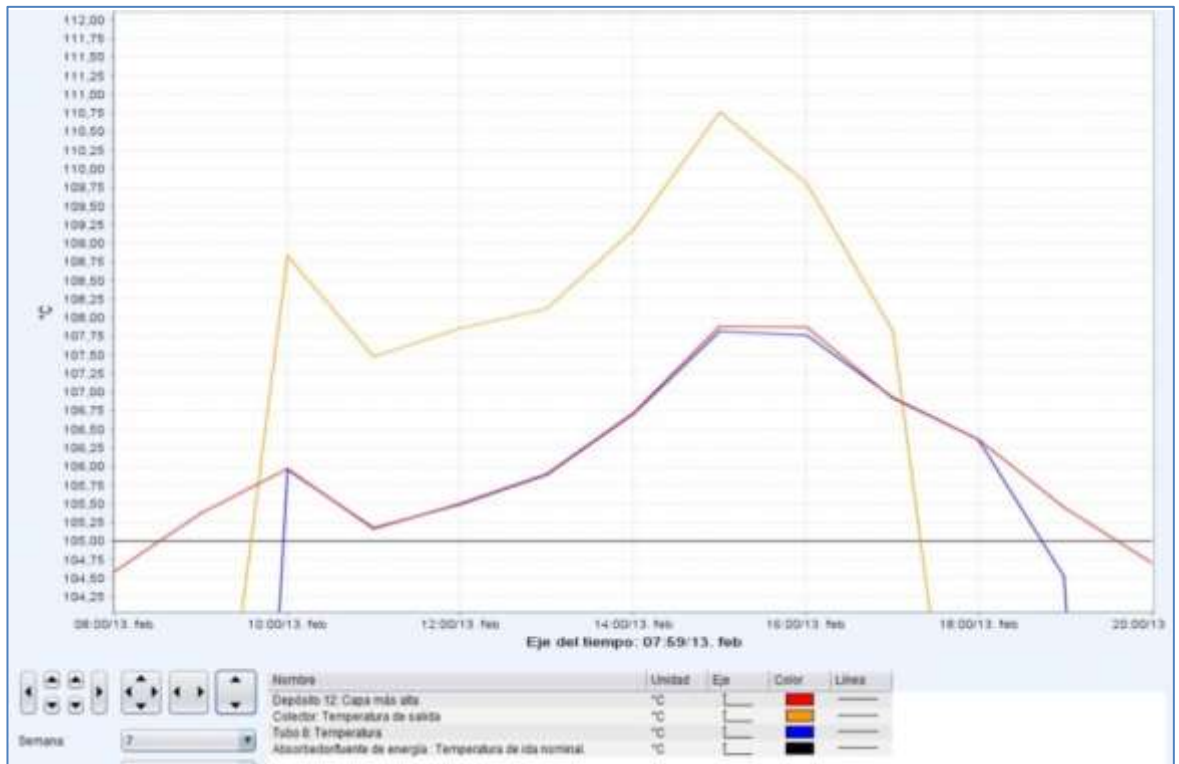


Figura 126: Comportamiento del sistema durante el día 13 de febrero. (Fuente: POLYSUN)

En la figura se observa lo siguiente:

- El comportamiento de la temperatura en colectores, en el depósito y en el aporte desde la acumulación a la red, coinciden. Esto se debe a que la generación y el consumo se producen simultáneamente. Toda la producción solar se acumula (líneas

paralelas amarilla y roja) al mismo tiempo que la red demanda la energía almacenada (línea roja y azul coincidentes). Por tanto, la acumulación no llega a saturarse, es decir, no llega a alcanzar el valor máximo establecido de 140 °C al no haber un exceso de energía solar térmica producida. Sin embargo, la evacuación de energía del depósito a la red no es tan grande como para que la temperatura del depósito no suba algunos grados.

- El aporte de energía a la red se inicia en torno a las 8:00 de la mañana, ya que la temperatura del depósito es lo suficiente alta como para que se pueda alcanzar la temperatura de consigna de aporte a la red fijada en 105 °C, momento en el que entra en funcionamiento la bomba del sistema de aporte.
- Se observa cómo a lo largo del día la temperatura de la capa alta del depósito y la de la tubería de aporte a la red, coinciden. Esto se debe a que al no haber exceso de temperatura, la válvula de mezcla no actúa y el agua almacenada en el depósito circula directamente a la red.
- La temperatura de los colectores cae antes de las 18:00 de la tarde, mientras que el aporte continúa hasta las 19:00 gracias a la energía acumulada en el depósito. El aporte continúa mientras la temperatura del depósito se mantiene por encima de la temperatura de consigna y mientras hay demanda.

### Meses de primavera / otoño

En la siguiente figura se representa el comportamiento del sistema durante el día 14 de marzo, día característico de los meses de primavera y otoño.

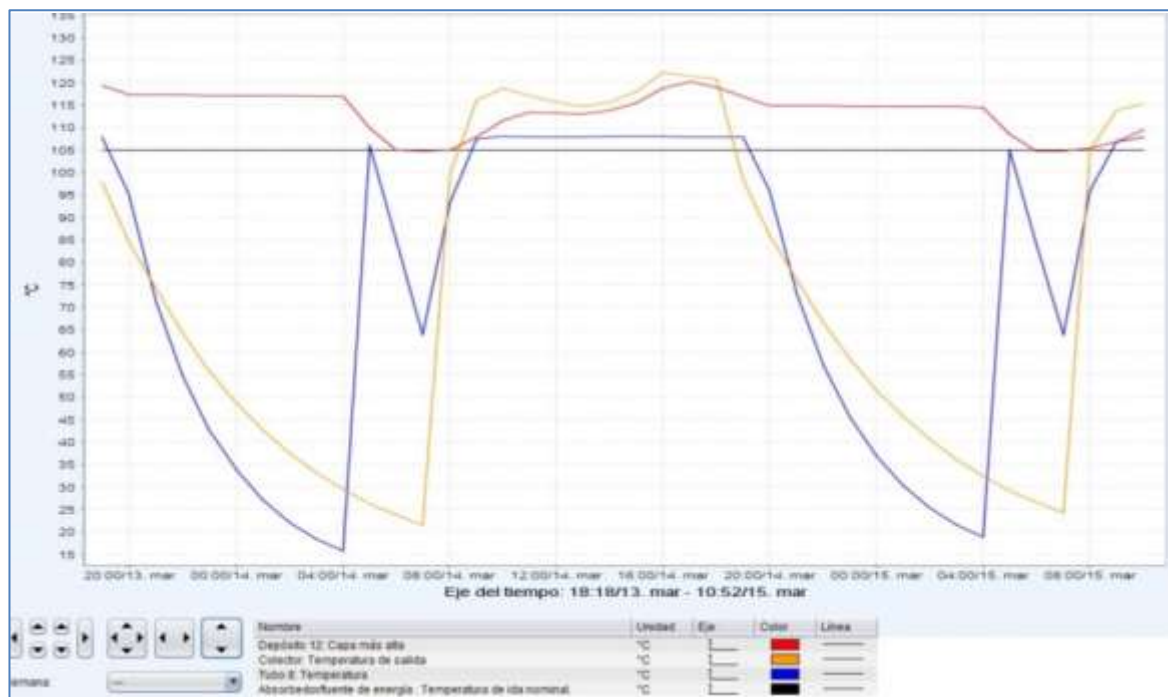


Figura 127: Comportamiento del sistema durante el día 14 de marzo. (Fuente: POLYSUN)

En la figura se observa lo siguiente:

- La temperatura de la capa alta del depósito se mantiene por encima de 115 °C con una tendencia ascendente mientras existe suficiente radiación solar, de manera que el depósito permanece por encima de esa temperatura incluso después de interrumpirse la demanda de calor y permanece así durante la noche. Este hecho implica que se está generando mayor cantidad de energía de la que se consume, ya que en los meses de primavera y otoño la demanda de calor disminuye considerablemente.
- La energía excedentaria acumulada el día anterior es consumida en el primer arranque establecido alrededor de las 6 de la mañana, antes de producirse la ocupación de los edificios prevista, para calentar el lazo de distribución. En la gráfica se observa cómo a la par que la temperatura de aporte a la red sube, formando un pico, la temperatura del depósito cae drásticamente hasta quedar por debajo de la temperatura de consigna de aporte de 115 °C. Esta bajada brusca se debe a que el agua contenida en el lazo de distribución se encuentra fría después de estar toda la noche sin funcionar, de manera que al efectuar el arranque a primera hora de la mañana para calentarla, el depósito se enfría rápidamente.

Cuando la temperatura del depósito cae por debajo de la temperatura de consigna, la bomba del sistema de aporte se para y no vuelve a entrar en funcionamiento hasta que la temperatura en los colectores es suficiente como para aumentar la temperatura del depósito.

- Es sobre todo durante esta época del año cuando la actuación de la válvula de mezcla es crítica, puesto que la temperatura alcanzada en el depósito es demasiado elevada como para ser enviada directamente a la red y es necesario ajustarla.
- Al existir menos demanda de calor, las temperaturas de colectores y del depósito se aproximan más que en el caso de invierno y se sitúan a un nivel térmico mayor.

### **Meses de verano**

En la Figura 128 se representa el comportamiento del sistema durante el día 18 de julio, elegido como día característico de verano. En ella se observa lo siguiente:

- Durante los meses de verano, tanto la producción solar como la demanda alcanzan sus valores máximos. Sin embargo, el consumo es tan elevado que la temperatura en la capa alta del depósito apenas llega a superar la temperatura de consigna. Sin embargo, ésta no cae por debajo de los 105 °C, lo cual quiere decir que la capacidad de producción de los captadores es suficiente para mantenerla.

La no existencia de excesivas temperaturas en el depósito en los meses de primavera y otoño y el hecho de que la temperatura del depósito permite aportar energía a la red durante todo el día en los meses de verano (mayor demanda), son síntomas de un adecuado dimensionamiento del sistema.

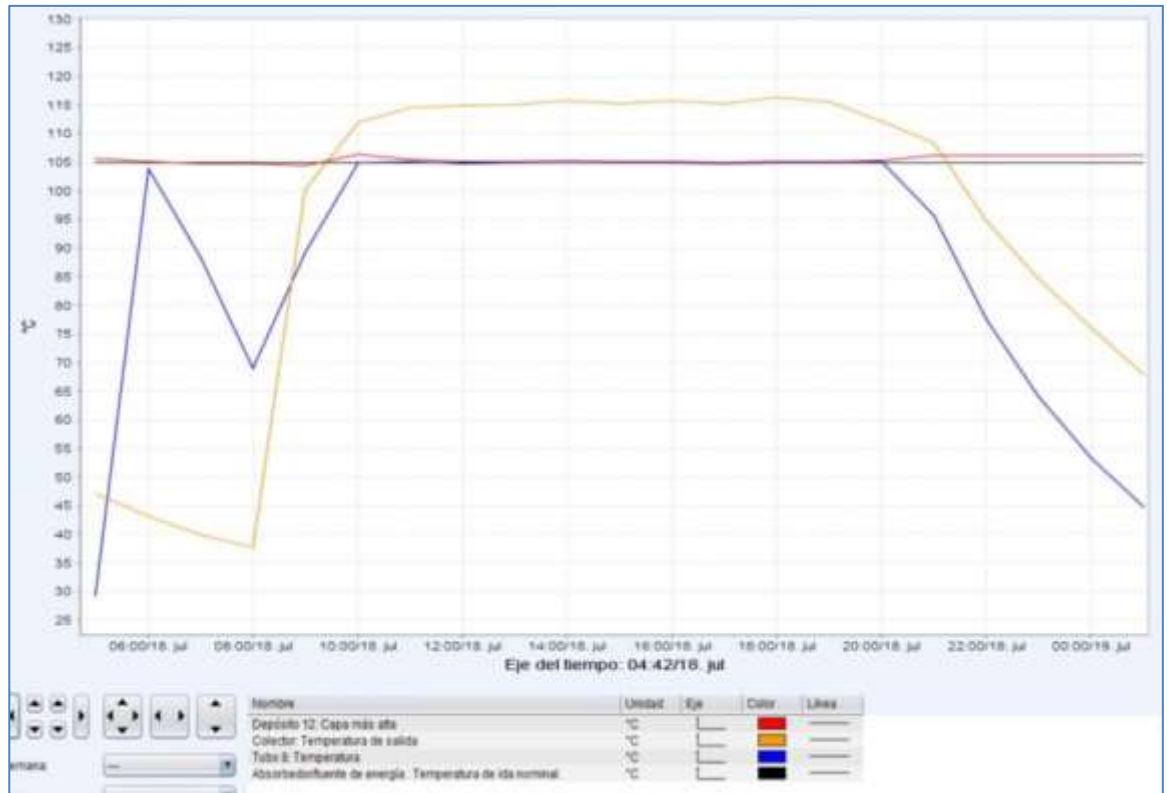


Figura 128: Comportamiento del sistema durante el día 18 de julio. (Fuente: POLYSUN)

# 9 Análisis económico comparativo

El objetivo de este estudio económico es identificar qué instalaciones, de las previamente seleccionadas en el análisis de viabilidad técnica, resultan económicamente viables. Para ello se fijan unas condiciones mínimas a cumplir en cuanto a los indicadores económicos más comunes; Tasa Interna de Retorno (TIR), Valor Actual Neto (VAN) y Periodo de Retorno (PR).

La identificación de aquellas instalaciones económicamente viables para su integración en la red se efectúa teniendo en cuenta el coste de inversión, los costes de explotación de la instalación solar y el coste de generación de la energía que se va a sustituir (biomasa). Se plantean dos escenarios, uno en el que se considera que la empresa propietaria de la red hace la inversión y, por tanto, se beneficia directamente de los ahorros generados por la utilización de la energía solar y otro en el que se considera que la inversión la efectúa una empresa de servicios energéticos (ESE) que venderá la energía generada por la instalación solar a un coste menor que el coste de generación de energía con biomasa.

Se va a realizar además del estudio económico convencional, basado en los indicadores anteriormente mencionados, un estudio comparativo entre el coste nivelado de generación de energía solar y el coste de generación de energía útil a partir de biomasa. En este caso no se pueden comparar los costes nivelados de generación de energía solar con los de la biomasa ya que la instalación solar no es una alternativa a la instalación de biomasa, sino que la complementa para reducir su gasto energético. Por ello se debe comparar el coste nivelado de generación solar con el coste de generación de energía útil, nivelado o no, sin tener en cuenta otros conceptos como el coste de inversión de la biomasa, valor residual, costes de explotación etc.

Normalmente, las instalaciones de generación de energía que emplean combustibles convencionales o biomasa, presentan costes de inversión por unidad de potencia instalada menores que las instalaciones solares, aunque en el caso de redes de climatización los costes de inversión por unidad de potencia son mayores que en el caso de las instalaciones centralizadas para un edificio, ya que tienen en cuenta la inversión necesaria para realizar la distribución de calor y frío. Sin embargo, este tipo de instalaciones deben afrontar el coste del combustible durante toda la vida de la instalación, que fluctúa de forma continua, normalmente al alza. En el caso de las instalaciones solares, el coste de la fuente de energía es gratuito; es decir, la inversión inicial contempla los costes de generación de calor durante todo el periodo de vida de la instalación. En general, aunque existe cierta cautela a la hora de invertir en este tipo de aplicaciones de energía solar, la estabilidad del precio del calor producido, al no estar sometido a variaciones del precio del combustible, es un importante argumento a favor de su implantación.

En la Figura 129 se muestra la relación entre los costes de inversión de una instalación solar de captador plano sobre el suelo por m<sup>2</sup> de superficie de captación instalada, que puede servir como primera aproximación para obtener un orden de magnitud del efecto que tiene la aplicación de economía de escala. Estos costes consideran solo los costes de inversión correspondientes al circuito de captación, hasta el intercambiador, y el coste del terreno necesario para realizar la instalación. El gráfico muestra el rango de valores entre los que se suele comprender la inversión, donde la línea roja limita los valores máximos y la verde los valores mínimos. Se observa que al aumentar el tamaño de la instalación el coste total tiende a disminuir.

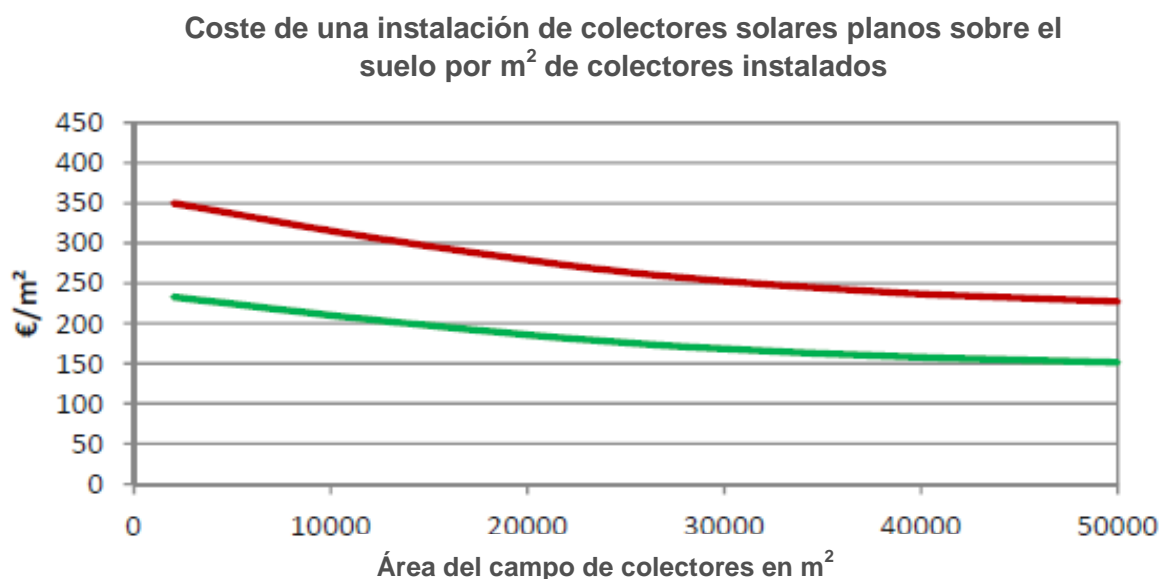


Figura 129: Aproximación del precio de una instalación solar de colectores planos por m<sup>2</sup> de superficie de colector, incluyendo instalación, tuberías, intercambiador de calor, etc. (excluye el almacenamiento y VAT). (Fuente: Solar district heating guidelines - PlanEnergi)

A partir de esta figura se deduce el factor de escala aplicado al coste de inversión en función de la superficie del campo de captación. Este valor se muestra en la Tabla 78.

Superficie (m <sup>2</sup> )	Factor de escala
0	100%
10.000	90%
20.000	89%
30.000	89%
40.000	95%
50.000	95%

Tabla 78: Factores de escala aplicados al coste de inversión de una instalación solar de captador plano en función de la superficie de captación.

En Figura 130 se muestra la distribución de costes del sistema de captación mencionado anteriormente. El coste del campo de captación puede suponer alrededor del 80% del coste total, seguido por el coste del circuito hidráulico correspondiente, que ronda el 10%. Existen además otro tipo de costes que deben considerarse a la hora de llevar a cabo un proyecto de este tipo, como por ejemplo el acondicionamiento del terreno, cuyo valor depende en gran medida de la extensión de éste, vallado, alquiler o adquisición del terreno, etc.



Figura 130: Distribución de costes de una instalación solar (excluyendo tanque de acumulación).  
(Fuente: Solar district heating guidelines - PlanEnergi)

La proximidad de la instalación solar a la central de generación de la red también influye en los costes de la instalación ya que serán necesarias menores longitudes de tuberías, por lo que se reducen sus costes. También se reducen las pérdidas térmicas y pérdida de carga a través de ellas, lo que mejora el comportamiento de la instalación. La potencia necesaria de las bombas de impulsión será menor, lo que supone menor consumo eléctrico y menor coste de los equipos. Por último, el coste de planificación, diseño y optimización de una instalación solar supone aproximadamente un 2-5% del total de la inversión.

Para poder comparar diferentes instalaciones de generación de energía en términos de costes se suele utilizar el parámetro denominado LCOE (Levelized Cost of Energy). Este parámetro permite realizar la comparación entre diferentes instalaciones que conlleven el uso de diferentes tecnologías, diferentes ratios de inversión, costes de explotación, ratios de producción energética, etc. ya que su cálculo tiene en cuenta todas las internalidades de cada tecnología y las traduce en un valor de coste por unidad de energía generada.

En el presente estudio el LCOE se denomina LCoHC (Levelized Cost of Heat/Cold) que se define como el coste constante teórico de generación de 1 kWh<sub>th</sub> de calor/frío.

Para calcular el LCoHC es necesario determinar los siguientes parámetros:

- La capacidad de generación energética para la producción de calor y/o frío a lo largo de la vida de la instalación.
- Los costes totales producidos a lo largo de toda la vida del sistema, incluyendo, costes de inversión, costes de explotación, costes de reposición de equipos y costes financieros.



- Subvenciones recibidas.
- Valor residual.
- Tasa de descuento.

La metodología para calcular el LCoHC depende del grado de complejidad de las asunciones que se tomen (económicas, técnicas y financieras). Su valor se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=1}^T \left( \frac{LCoHC_t}{(1+r)^t} \times E_t \right) = I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t - S_t - RV}{(1+r)^t}$$

Asumiendo un valor constante por año, el LCoHC se puede expresar de la siguiente forma:

$$LCoHC = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t - S_t - RV}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

Nomenclatura	Unidades	Parámetro
LCoHC	€/kWh <sub>th</sub>	Levelized Cost of Heat/Cold
T	años	Vida económica de la inversión
t	-	Año t
C <sub>t</sub>	€	Costes de operación del año t (O&M, combustible, seguro...)
RV	€	Valor residual
S <sub>t</sub>	€	Subvenciones y otros incentivos
E <sub>t</sub>	kW <sub>th</sub>	Energía generada en el año t
I	€	Inversión inicial
r	%	Tasa de descuento

Tabla 79: Nomenclatura de la ecuación para el cálculo del LCoHC

Si se analiza la fórmula del LCoHC se observa que no es más que la relación entre todos los costes actualizados del sistema (menos cualquier posible ingreso que pueda existir, tales como subvenciones y un hipotético valor residual de la instalación), y la energía producida a lo largo de toda su vida útil.

Una vez calculados los parámetros VAN, TIR, PR y LCoHC para cada una de las instalaciones técnicamente viables, se aplican una serie de criterios de rentabilidad para determinar su viabilidad económica.

- El PR debe ser menor de 15 años.
- Solo se consideran aquellos casos en los que el VAN es positivo
- Se elige aquella instalación que disponga de la máxima TIR.

## 9.1 Hipótesis de partida para la evaluación económica de las instalaciones técnicamente viables

Para llevar a cabo el análisis económico es necesario asumir ciertas hipótesis que permitan calcular los parámetros propios de cada instalación y compararlos bajo las mismas condiciones operativas, económicas y financieras. A continuación se explica detalladamente cada una de las consideraciones realizadas para llevar a cabo este análisis.

En este estudio, como se ha anticipado anteriormente, se va a analizar la rentabilidad de las instalaciones para el caso de un usuario final y para el de una empresa de servicios energéticos.

### Inversión Inicial

La inversión inicial en este estudio engloba los costes totales (llave en mano) de ejecución de una instalación solar térmica, incluidos los márgenes comerciales, costes de acumulación, accesorios e instalaciones auxiliares (intercambiadores, bombas, vasos de expansión, tuberías, etc.) necesarias para realizar la conexión a la red existente. En el caso de tratarse de una ESE, la inversión inicial es menor que la inversión requerida por un usuario, puesto que es necesario tener en cuenta que el beneficio que la ESE obtiene por dicho proyecto lo obtiene mediante la venta de energía al consumidor final.

La inversión inicial en una instalación solar supone una gran parte de los costes totales de la instalación, por lo que el periodo de retorno de estas instalaciones suele ser largo comparado con otro tipo de sistemas en los que el coste del combustible o los costes operativos pueden representar la mayor parte del coste total.

Por otro lado, el coste del campo de captación en su conjunto tiene una gran influencia sobre el coste total de la instalación como se muestra en la Figura 130. Las tecnologías propuestas en este estudio presentan una gran variabilidad en el coste del  $m^2$  de superficie de captación, lo que da lugar a grandes diferencias en los resultados económicos para cada uno de los proyectos analizados.

El coste del  $m^2$  de superficie de captación depende, entre otros factores, del grado de desarrollo de cada tecnología. Los captadores solares de concentración para aplicaciones térmicas están menos desarrollados y estandarizados y su presencia en el

mercado es más escasa que en el caso de las tecnologías solares convencionales, lo cual implica costes considerablemente mayores por  $m^2$  de captador. Del mismo modo, al comparar los colectores cilindro parabólicos con los colectores de Fresnel y de espejos fijos, los costes por  $m^2$  de los dos primeros son relativamente menores que el resto de tecnologías, debido a su mayor grado de conocimiento, implementación y desarrollo. Si bien, es cierto que hay numerosos fabricantes y empresas que están consiguiendo grandes avances respecto a los colectores de Fresnel, lo que ha dado lugar a una reducción importante de su coste durante los últimos años.

El caso de los captadores de espejos fijos (FMCL) es algo diferente, ya que es una tecnología bastante nueva cuyo desarrollo aún está en las fases iniciales. Solamente se ha localizado un fabricante y las únicas instalaciones que existen en la actualidad son prototipos donde colectores aislados suministran calor a usuarios con demandas no muy grandes. La no existencia de una cadena productiva industrializada se refleja en sus costes de fabricación que todavía son elevados y por tanto no son comparables con los costes de las tecnologías que cuentan con un mayor grado de desarrollo.

Tras reunir datos proporcionados por los diferentes fabricantes de captadores de concentración, el coste promedio de cada tecnología que se ha considerado para el presente estudio se muestra en la Tabla 80. Es importante mencionar que se ha aplicado un factor de escala basado en los datos de la Tabla 78, de manera que, al aumentar la superficie de captación el coste por  $m^2$  de superficie es menor.

En el presente estudio se ha analizado el comportamiento energético de numerosas instalaciones de FMCL obteniendo ratios de producción ( $kWh/m^2$ ) muy similares a los obtenidos para las instalaciones LFC y CCP e incluso superiores en algún caso (Tabla 77), por lo que queda demostrada su viabilidad técnica, sin embargo, su elevado coste actual supone el incumplimiento de los criterios económicos establecidos en el presente estudio. Por ello, no se ha incluido ninguna de las instalaciones FMCL en el análisis económico. No obstante, es preciso mencionar que bajo determinados escenarios económicos (incrementos altos del precio del combustible sustituido, existencia de subvenciones, etc.) sus resultados pueden mejorar notablemente.

Tecnología	Coste por $m^2$ de superficie de captación ( $€/m^2$ )						
	Superficie ( $m^2$ )						
	1	500	1.000	2.000	3.000	4.000	5.000
LFC	270	257	244	231	220	209	198
CCP	250	238	226	214	204	193	184
FMCL	600	570	542	514	489	464	441

Tabla 80: Resumen del coste por  $m^2$  de superficie de captación para las tres tecnologías de concentración

Además de los colectores, una instalación solar supone otra serie de costes adicionales correspondientes a las partidas que se indican a continuación:

- **Circuito primario:** engloba los costes de todos los elementos que conforman dicho circuito, como tuberías, válvulas, vasos de expansión, intercambiador y el coste de los colectores comentado anteriormente. Supone, por tanto, el mayor porcentaje del coste de la instalación, llegando a situarse entre el 60 o 70% de la inversión inicial.
- **Circuito secundario:** compuesto por el depósito de acumulación, bombas, tubería, accesorios, etc. En este caso el coste de las tuberías es mucho menor que el del circuito primario debido a la menor complejidad de este circuito hidráulico y a la menor longitud de las tuberías que lo conforman. El mayor coste en este grupo lo constituye el depósito. En general, la partida completa puede suponer alrededor del 20% de la inversión inicial.
- **Sistema de control, instalación eléctrica y otros costes:** este grupo engloba los cuadros eléctricos y de control, sistema de seguimiento, cableado y otros costes adicionales como la obra civil o los permisos necesarios para su ejecución. Este grupo se sitúa en torno al 10% del coste de inversión.
- **Red de distribución:** al tratarse de una instalación existente, se asume que la red se encuentra operativa y en buen estado, por lo que no se consideran costes de inversión en esta parte de la instalación. La inversión necesaria para conectar la nueva instalación a la red de distribución se encuentra contemplada en la partida correspondiente al tanque de acumulación.

Todos estos costes se han tenido en cuenta para el cálculo de la inversión inicial de cada una de las instalaciones consideradas, elaborándose tablas comparativas entre las diferentes tecnologías y configuraciones. La inversión inicial supone un factor determinante en el cálculo de la rentabilidad de cualquier proyecto.

Una vez realizado el análisis económico e identificadas las mejores soluciones técnicas y económicas, se describe cada una de ellas en el apartado 10 (Desarrollo de soluciones propuestas) con mayor grado de detalle.

### Costes de explotación de energía solar

Los costes de explotación de la instalación solar térmica considerados en el estudio se exponen a continuación. Es necesario mencionar que existe una gran variedad de costes de operación que se podrían detallar más en profundidad, sin embargo, dicho grado de detalle no aporta ningún valor adicional al objetivo de este estudio por lo que cualquier coste de operación que no se mencione explícitamente se ha englobado en la categoría de "Otros Costes".

### Costes de Mantenimiento

En el estudio de Evaluación del Potencial de la Energía Solar Térmica en el sector Industrial (Estudio Técnico PER 2011 – 2020) se calcularon los costes para instalaciones de colectores planos y de tubo de vacío. En dicho estudio no se incluye la tecnología de

concentración por la ausencia de un mercado tan extenso y estable como en el caso de los colectores planos, debido al menor grado de desarrollo y experiencia de las tecnologías de concentración frente a las solares convencionales, como se ha comentado en varias ocasiones.

En dicho estudio de potencial se definen los costes de mantenimiento como un porcentaje sobre la inversión inicial de la instalación solar (€/año) en función de la superficie de captación:

	Superficie apertura (m <sup>2</sup> )		
	50	500	5.000
% sobre la inversión inicial (€/año)	2,5%	2%	1,5%

Tabla 81: Costes de mantenimiento de una instalación solar térmica. (Fuente: IDAE)

A partir de estos datos se han calculado los costes de mantenimiento para las instalaciones solares a evaluar utilizando la aproximación logarítmica que se muestra en la siguiente figura.

En el caso de tratarse de una ESE se va a suponer que el coste anual de mantenimiento es un 30% menor que el coste correspondiente al usuario final.

### Costes de mantenimiento de una Instalación Solar Térmica

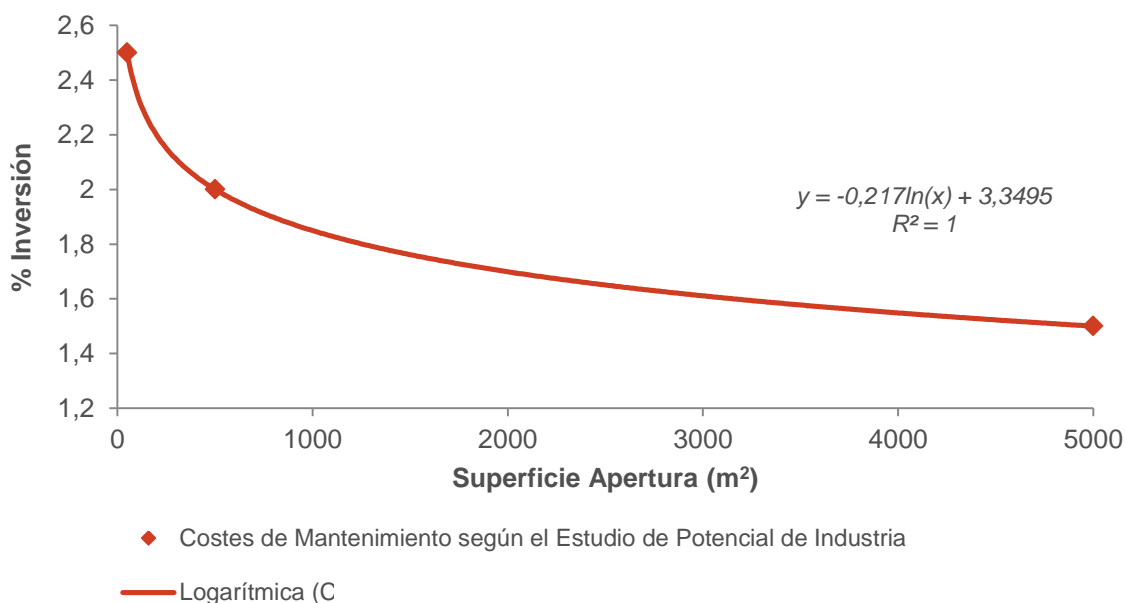


Figura 131: Aproximación de los costes de mantenimiento de una instalación solar térmica (Fuente: IDAE)

## Seguros

La estimación del coste del seguro para una instalación solar térmica no es un ejercicio sencillo. Cada instalación puede tener características específicas que pueden hacer incrementar el coste de su contratación, independientemente de su tamaño, como por ejemplo, la exposición a riesgos tales como fenómenos meteorológicos, vandalismo, etc.

Las compañías de seguros establecen unas tarifas mínimas de contratación. Por encima de estas tarifas, el coste del seguro suele presentar cierta proporcionalidad en función del coste de inversión de la instalación, hasta llegar a un límite superior donde el coste del seguro ya no aumenta proporcionalmente.

En función de la experiencia acumulada, se han establecido valores teóricos de estos costes que oscilan entre los 800 €/año y los 3.000 €/año, dependiendo de la superficie de la instalación y de la tecnología considerada. En este estudio, tomando como válida esa horquilla de costes, se ha asumido que el coste del seguro de la instalación solar supone el 0,2% de la inversión inicial.

## Alquiler del Terreno

El coste de alquiler del terreno varía de forma acusada en función de la ubicación del mismo y de su clasificación. Analizando la situación actual del coste de suelo industrial en Jaén, se ha establecido un coste de alquiler del terreno de 3 €/m<sup>2</sup> anuales a pagar durante toda la vida útil de la instalación solar (25 años<sup>32</sup>).

El coste anual de alquiler del terreno incluye no solo la superficie necesaria para ubicar el campo de captación, sino también, el terreno necesario para las tuberías de interconexión del campo solar con la central de generación. Según la guía SDH, el importe total se calcula según la siguiente ecuación:

$$pr_{\text{terreno,localización}} = A_{\text{terreno}} \cdot pr_{\text{terreno}} + D_{\text{localización}} \cdot pr_{\text{localización}}$$

$A_{\text{terreno}}$ : área bruta del terreno (m<sup>2</sup>)

$pr_{\text{terreno}}$ : precio de alquiler del terreno (€/m<sup>2</sup>)

$D_{\text{localización}}$ : distancia del campo de colectores al punto de conexión de la red

$pr_{\text{localización}}$ : precio por km de distancia (€/km)

La proximidad de la instalación solar a la red influye en los costes de la instalación. Como ya se ha comentado, la mejor ubicación del campo de captación solar es aquella que esté lo más cerca posible del punto de conexión a la red. La parcela propuesta para la ubicación del campo solar en la red (apartado 7.4 Superficie de captación) está ubicada junto a la central de generación, por lo que se puede asumir que la distancia al campo de colectores es nula y despreciar dicho coste.

<sup>32</sup> La vida útil de la instalación se considera de 25 años coincidiendo con la vida media útil de los colectores solares. Se asume despreciable la pérdida de rendimiento de la instalación solar con el paso del tiempo.

En este punto es importante mencionar la diferencia que existe entre la superficie de captación y la superficie total del terreno necesaria para la instalación solar. Como se ha visto en el apartado 7.4 (Superficie de captación), la relación entre ambas superficies depende de la tecnología de concentración considerada y del espacio requerido entre filas de colectores. Para el cálculo del coste anual del alquiler, es necesario conocer la superficie total que ocupa la instalación.

En la siguiente tabla se muestra la superficie de terreno que ocupa cada una de las soluciones técnicamente viables identificadas en el capítulo anterior y sus costes anuales de alquiler. En el caso de los colectores CCP las superficies de apertura de las instalaciones que son técnicamente viables y que han sido seleccionadas en el apartado 8 (Simulaciones) han sido de 1.090; 2.090 y 3.090 m<sup>2</sup> y para colectores de Fresnel se han seleccionado superficies de 1.000; 2.000 y 3.000 m<sup>2</sup> respectivamente.

Tipo de captador	Ratio (terreno/apertura)	Superficie de apertura (m <sup>2</sup> )	Superficie del terreno (m <sup>2</sup> )	Coste de alquiler (€/año)
Captadores cilindro parabólicos (CCP)	2,7	1.090	2.945	8.835
		2.090	5.645	16.935
		3.090	8.345	25.035
Captadores Fresnel (FLC)	1,8	1.000	1.800	5.400
		2.000	3.600	10.800
		3.000	5.400	16.200

Tabla 82: Resumen de costes anuales de alquiler del terreno para cada instalación propuesta, suponiendo que el coste por m<sup>2</sup> es de 3 €/m<sup>2</sup>

### Consumo eléctrico

El consumo eléctrico de la instalación solar corresponde prácticamente en su totalidad al consumo de las bombas de la instalación solar. Existen otros equipos que consumen energía como los motores de los sistemas de seguimiento, válvulas motorizadas, centralitas de control, bombas de llenado, etc. pero su consumo es residual comparado con el de las bombas. Como se ha explicado, las instalaciones constan de tres circuitos hidráulicos y cada uno de ellos tiene su correspondiente bomba:

- Bomba del circuito primario o de captación
- Bomba del circuito secundario
- Bomba de red

Para calcular el consumo eléctrico de dichas bombas es necesario conocer la potencia consumida por cada una de ellas para su punto de trabajo y el número de horas anuales de funcionamiento. El número de horas anuales de funcionamiento de cada una de las bombas viene dado por el programa utilizado, una vez realizadas las simulaciones para cada instalación propuesta. Dichos valores se resumen en la siguiente tabla:

Tecnología	Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	Superficie apertura (m <sup>2</sup> )	Nº horas anuales de funcionamiento (h/año)		
			Bomba 1º	Bomba 2º	Bomba Red
CCP	20	1.090	3.131	2.890	2.400
CCP	20	2.090	2.931	2.717	2.598
CCP	50	1.090	3.502	3.205	2.358
CCP	50	2.090	3.321	3.049	2.663
CCP	50	3.090	3.201	2.917	2.948
LFC	20	1.000	3.703	3.242	2.436
LFC	20	2.000	3.484	3.033	2.675
LFC	50	2.000	3.846	3.374	2.696
LFC	50	3.000	3.722	3.173	2.937

Tabla 83: Nº horas de funcionamiento de las bombas de cada instalación. (Fuente: POLYSUN)

La potencia consumida por cada bomba se ha detallado en el apartado 7.9 (Bombas de impulsión). Este dato se obtiene del programa utilizado para la selección de bombas.

En las siguientes tablas se muestran las potencias de las bombas del circuito 1º y del circuito 2º de las instalaciones a evaluar.

Colectores cilindro parabólicos			
Superficie apertura (m <sup>2</sup> )	Caudal solar (l/h)	Potencia Bomba 1 <sup>ario</sup> (kW)	Potencia Bomba 2 <sup>ario</sup> (kW)
1.090	20.940	0,58	0,32
2.090	40.135	1,06	0,65
3.090	59.330	1,41	0,94

Tabla 84: Potencia de las bombas de las instalaciones CCP

Colectores lineares Fresnel			
Superficie apertura (m <sup>2</sup> )	Caudal solar (l/h)	Potencia Bomba 1 <sup>ario</sup> (kW)	Potencia Bomba 2 <sup>ario</sup> (kW)
1.000	15.000	0,39	0,28
2.000	30.000	0,77	0,48
3.000	45.000	1,31	0,71

Tabla 85: Potencia de las bombas de las instalaciones LFC



Por último, la potencia de la bomba de aporte de red se calcula para el caudal medio anual de este circuito ( $45 \text{ m}^3/\text{h}$ ), siendo su valor de 1,17 kW. Este caudal es el mismo para todas las instalaciones como se ha explicado en el apartado 7.7 (Caudales del sistema).

Finalmente, el consumo de energía eléctrica de cada instalación se determina como la suma del consumo eléctrico de sus tres bombas. Una vez conocido dicho valor, el coste anual de la energía eléctrica vendrá determinado por el producto del consumo eléctrico anual por el precio del kWh eléctrico. En el estudio se ha asumido un precio de 90 €/MWh.

### Otros Costes

Existen gran variedad de costes operativos adicionales que se pueden tener en cuenta, como por ejemplo:

- La reposición de equipos a lo largo de la vida de la instalación. No todos los equipos que componen la instalación solar alcanzan la vida útil de los colectores solares y, por tanto, circunstancialmente puede ser preciso realizar sustituciones de alguno de sus elementos.
- El coste del agua de mantenimiento que se emplea para la limpieza de los captadores solares.
- Los costes de monitorización de equipos.

Respecto a los costes de monitorización se establece un valor de 500 €/año, donde se incluye la contratación de la línea ADSL, mantenimiento de equipos y electrónica relacionada con la monitorización.

El resto de costes enumerados, así como cualquier coste de operación adicional que no se haya nombrado en este apartado, se considera despreciable para el análisis económico.

### Coste de energía sustituida por la instalación solar

El coste de energía sustituida a partir de la biomasa como consecuencia de la integración de la instalación solar, es el factor clave que va a determinar la viabilidad económica del estudio. La generación de energía térmica mediante la instalación solar supone una reducción en el consumo de la energía final (biomasa). Este ahorro lo puede percibir directamente el usuario de la red, en el caso de ser éste el que efectúe la inversión, o le puede repercutir al usuario mediante la venta de la energía solar producida por una ESE.

En el apartado 5 (Descripción de la red objeto) se ha calculado detalladamente el coste de la energía sustituida generada a partir de la biomasa en la red de referencia, tanto para las condiciones de demanda diseño como para la situación teórica inicial de demanda con la que se ha considerado que inicialmente opera la red. El coste de la energía útil generada en condiciones de diseño asciende a 52,49 €/MWh y, como se explica en el apartado 5, ha sido calculado a partir de los siguientes datos: consumo

anual de biomasa (1.500 ton/año), poder calorífico (4.000 kcal/kg), rendimiento de la instalación (76%) y precio nacional del hueso de aceituna según AVEBIOM (185,66 €/ton).

La evolución de este coste a lo largo de la vida de la instalación depende de la tendencia que presente el precio del hueso de aceituna, el cual se ve afectado por el carácter cíclico del producto (no todos los años se produce lo mismo). Esta evolución se comenta con más detalle posteriormente (Índice de precios de la biomasa).

De acuerdo con el documento IDAE “Biomasa Climatización”<sup>33</sup> el coste del suministro de energía para calefacción y refrigeración de la red a sus usuarios es el resultado de aplicar dos términos de costes diferentes a los usuarios. Un coste fijo y un coste variable, según se indica en la siguiente tabla:

	Calefacción	Refrigeración
Termino fijo (€/kW)	37	430
Termino variable (€/kWh)	0,076	0,061

*Tabla 86: Coste de suministro de energía para calefacción y refrigeración con biomasa. (Fuente: IDAE “Biomasa Climatización”)*

## Producción solar y fracción solar

La producción de energía de la instalación solar depende del tipo de instalación, de la superficie de captación y del volumen del depósito de acumulación.

La producción de energía solar determina el ahorro de energía final (biomasa) que supone la instalación solar para la red. El valor de la producción y la fracción solar anual de cada instalación son proporcionados por el programa de simulación para cada una de las instalaciones propuestas tal y como se ha detallado en el apartado 8 (Simulaciones).

## Valor residual de la instalación solar

El valor residual de la instalación al final de su vida útil es necesario para el cálculo de la rentabilidad del proyecto y del LCoHC. En el estudio se tomará un valor del 5% sobre la inversión inicial independientemente de la tecnología analizada.

## Índice de precio de la biomasa (IPB)

El precio de la biomasa que se ha tenido en cuenta en este estudio procede de los datos proporcionados por la Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa (AVEBIOM) en su página web.

<sup>33</sup>

[http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_10980\\_Biomasa\\_climatizacion\\_A2008\\_A\\_598d1ce7.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10980_Biomasa_climatizacion_A2008_A_598d1ce7.pdf)

Los precios se obtienen mediante encuestas trimestrales realizadas a las empresas presentes en el mercado que distribuyen pellet, hueso de aceituna y astilla. Los datos se tratan estadísticamente y se obtienen precios medios e índices de evolución trimestrales y anuales para cada tipo de biomasa.

Según AVEBIOM, el índice de precio del hueso de aceituna a granel cisterna en base 2014 tuvo un valor de 1,7%.<sup>34</sup>

	3 <sup>er</sup> tr. 2014	4 <sup>o</sup> tr. 2014	2014	1 <sup>er</sup> tr. 2015	2 <sup>o</sup> tr. 2015	2015
Precio medio biomasa (€/ton )	183,74	181,48	182,61	186,86	184,46	185,66
IPB trimestral		-1,2%		3,0%	-1,3%	
<b>IPB anual (en base 2014)</b>						<b>1,7%</b>

Tabla 87: Índice precio hueso de aceituna 2015 (trimestral y anual). (Fuente: AVEBIOM)

En un primer análisis se toma el índice de incremento de precios del hueso de aceituna proporcionado por AVEBIOM, aunque una vez determinados los casos que resulten viables económicamente, se evalúa el impacto de diferentes evoluciones de índices de precios de la biomasa.

### Índice de precio de la electricidad (IPE)

Según el Instituto Nacional de Estadística (INE) la variación anual del Índice de precios de la electricidad en los últimos años se muestra en la Figura 132.

El valor medio del IPE obtenido a partir de los datos de estos dos últimos años es del 3,05% por lo que se asume un valor del IPE de 3% para el estudio económico.

El IPE permite determinar el coste del consumo eléctrico de las bombas de la instalación a lo largo de toda su vida útil.

Actualización del gasto de explotación

Se asume un valor de la actualización de los gastos de explotación de un 2%, obtenido a partir de datos observados en proyectos similares.

### Tasa de descuento (r)

La tasa de descuento o coste de capital es una medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro. En el análisis económico se considera la tasa de descuento igual al rendimiento medio en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años, siendo este valor de 4,3%.

<sup>34</sup> <http://www.avebiom.org/es/ind-precios-biomasa>

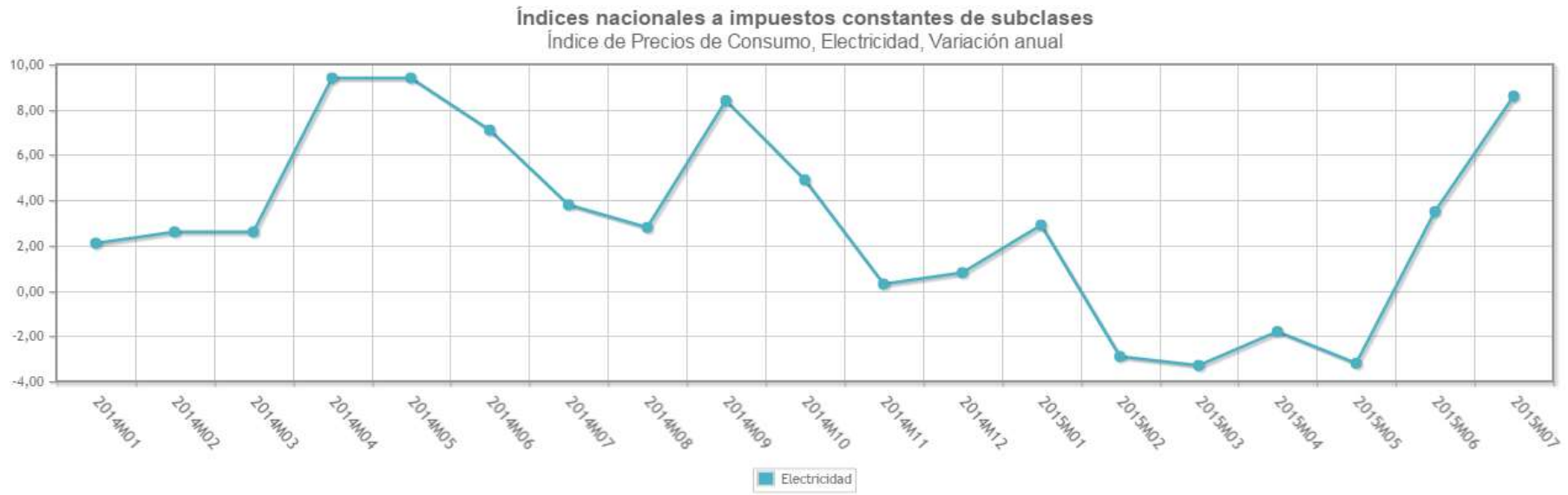


Figura 132: Variación del Índice de Precios de la Electricidad durante los años 2014 y 2015. (Fuente: INE)

## Subvenciones y Financiación

En una primera fase se va a analizar la rentabilidad de cada instalación sin ninguna aportación de fondos ajenos, es decir, sin recibir ningún tipo de financiación ni subvención, asumiendo la totalidad de los costes mediante fondos propios del usuario.

Una vez determinada qué instalación o instalaciones son las más rentables se analizan diferentes escenarios donde se van a estudiar varias posibilidades de financiación y subvención a las que el usuario puede acceder, determinando su influencia en los parámetros de rentabilidad del proyecto.

## Precio de venta del calor solar

En el caso de que el inversor sea una empresa de servicios energéticos (ESE) es necesario establecer un precio de venta de la energía producida por la instalación solar (€/kWh) así como el número de años durante los que se va a vender dicha energía. La determinación de estos parámetros es una decisión que influye considerablemente a la hora de calcular la rentabilidad del proyecto.

Es importante mencionar que el precio de venta debe ser atractivo desde el punto de vista del consumidor final por lo que es de esperar que el precio de venta del calor solar sea inferior al coste de energía final del usuario en el momento de hacer la inversión. En caso contrario, la ESE deberá justificar y demostrar al usuario cómo dicho proyecto le resultaría rentable a largo plazo, en función de la variación y tendencia de los precios del combustible utilizado.

Existen numerosas posibilidades que la ESE puede ofrecer al consumidor final, por ejemplo:

- Determinar el precio de venta de la energía solar aplicando un porcentaje de descuento respecto al coste de la energía final actualmente utilizada y mantener dicho porcentaje constante a lo largo de toda la vida útil de la instalación. Es decir, considerando que el índice de evolución de precios de energía solar es el mismo que el IPB.
- Establecer un coste inicial para la energía solar generada inferior al coste de la energía final actualmente utilizada y aplicar un índice de precios (IP) a la energía solar que siga una tendencia diferente a la del IPB. Este nuevo índice de precios puede relacionarse con otros parámetros del proyecto como el valor de actualización de los gastos de explotación, el Euribor en el caso de existir financiación, el índice de precios de mano de obra relacionado con el coste de mantenimiento, etc.
- Aplicar un porcentaje de descuento mayor sobre el precio de venta de calor una vez se ha amortizado la instalación.
- Mantener un valor constante de precio de venta de la energía a lo largo del tiempo (independiente de cualquier índice de precios).

Todas estas posibilidades se van a estudiar más en profundidad una vez identificada que instalaciones tienen un mejor comportamiento económico. Sin embargo, para llevar a cabo una primera comparación de las 9 instalaciones propuestas, es necesario simplificar estableciendo un único criterio de evaluación. En este primer análisis se asume:

- El precio de venta del calor solar el primer año de operación de la instalación es del 95% respecto al coste de generación de energía útil a partir de la biomasa.
- El Índice de precios de venta del calor solar (IPCs) va a ser independiente del IPB (1,7%) y con un valor algo inferior a éste. Por tanto se ha tomado un valor del 1,5%.
- La venta de calor solar tiene lugar durante los 25 años de vida útil de la instalación.

### Resumen de las hipótesis consideradas en el análisis económico

En la siguiente tabla se enumeran a modo de resumen todas las variables necesarias para llevar a cabo el cálculo económico y sus respectivos valores:

Parámetros	Unidades	Valor
Superficie apertura	m <sup>2</sup>	Variable*
Ratio V/S	l/m <sup>2</sup>	Variable*
Inversión inicial	€	Variable*
Producción solar	MWh/año	POLYSUN**
Fracción solar	% Energía útil demandada	POLYSUN**
Vida útil instalación	años	25
Rendimiento instalación	%	76
Pérdida de rendimiento anual	%	despreciable
Valor residual instalación	% Inversión	5
Costes de mantenimiento	% Inversión	$0,217 \times \text{LN}(S_{\text{apertura}}) + 3,3495$
Costes de seguros	% Inversión	0,2
Alquiler del terreno	€/m <sup>2</sup>	3
Consumo eléctrico instalación	MWh/año	POLYSUN**
Coste de energía eléctrica	€/Mwh	90
Monitorización	€/año	500

Parámetros	Unidades	Valor
Otros Costes	€/año	despreciable
Consumo anual de biomasa	ton/año	1.500
Poder calorífico biomasa	kcal/kg	4.000
Precio de la biomasa	€/ton	185,66
Actualización del gasto de explotación	%	2
IPE (Índice de Precios de la Electricidad)	%	3
IPB (Índice de Precios de la Biomasa)	%	1,7
Tasa de descuento	%	4,3
Financiación	%	0
Subvención	%	0
Empresa de Servicios Energéticos		
Inversión inicial	% sobre inversión usuario	83,33
Costes de mantenimiento	% ahorro sobre coste mantenimiento usuario	30
Precio de venta del calor solar	% sobre el coste de la energía útil	95
Años de venta de calor solar	años	25
IPcs (Índice de Precios de venta del Calor Solar)	%	1,5

\* Este parámetro depende de la instalación a evaluar.

\*\* Este valor se obtiene del programa POLYSUN.

Tabla 88: Desglose de los parámetros de partida para el análisis económico

## 9.2 Comparación de las 9 instalaciones técnicamente viables y selección de las soluciones propuestas

Una vez establecidas las hipótesis de partida, los resultados de la evaluación económica para las 9 instalaciones se muestran en las siguientes tablas para el caso de un usuario final y de una ESE respectivamente. En el caso del usuario final su beneficio viene determinado por el ahorro que supone la producción solar frente al coste de la energía final, mientras que, en el caso de una ESE, los ingresos vienen determinados por el precio de venta de la energía solar producida por la instalación.

Caso de estudio	Tecnología	Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	Superficie Apertura (m <sup>2</sup> )	Producción solar (MWh/año)	Ratio producción solar (kWh/m <sup>2</sup> año)	Fracción Solar (%)	Inversión Inicial (€)	Ratio Inversión (€/m <sup>2</sup> )	PR (años)	TIR 25 años (%)	VAN 25 años (€)	LCoHC (€/MWh)
1	CCP	20	1.090	878	806	17	474.671	435	15	4,2	-3.638	63
2	CCP	20	2.090	1.506	721	28	817.960	391	15	4,1	-14.896	64
3	CCP	50	1.090	1.044	958	20	516.921	474	13	5,9	95.867	57
4	CCP	50	2.090	1.820	871	34	890.605	426	13	6,1	186.884	56
5	CCP	50	3.090	2.402	777	45	1.242.115	402	14	5,2	129.083	59
6	LFC	20	1.000	833	833	16	454.284	454	14	5,2	45.557	59
7	LFC	20	2.000	1.484	742	28	823.696	412	14	5,1	72.884	60
8	LFC	50	2.000	1.782	891	34	896.341	448	12	6,7	258.817	53
9	LFC	50	3.000	2.420	807	46	1.272.055	424	13	6,1	272.363	55

Tabla 89: Resultados del análisis económico de las 9 instalaciones evaluadas para el caso de un usuario



Caso de estudio	Tecnología	Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	Superficie Apertura (m <sup>2</sup> )	Producción solar (MWh/año)	Ratio producción solar (kWh/m <sup>2</sup> año)	Fracción Solar (%)	Inversión Inicial (€)	Ratio Inversión (€/m <sup>2</sup> )	PR (años)	TIR 25 años (%)	VAN 25 años (€)	LCoHC (€/MWh)
1	CCP	20	1.090	878	806	17	395.559	363	14	5,7	64.528	49
2	CCP	20	2.090	1.506	721	28	681.633	326	14	5,6	96.549	50
3	CCP	50	1.090	1.044	958	20	430.768	395	12	7,5	164.117	44
4	CCP	50	2.090	1.820	871	34	742.171	355	12	7,6	295.796	44
5	CCP	50	3.090	2.402	777	45	1.035.096	335	13	6,7	284.418	47
6	LFC	20	1.000	833	833	16	378.570	379	13	6,8	111.788	46
7	LFC	20	2.000	1.484	742	28	686.413	343	13	6,6	187.782	46
8	LFC	50	2.000	1.782	891	34	746.951	373	11	8,4	372.384	41
9	LFC	50	3.000	2.420	807	46	1.060.046	353	12	7,7	434.636	43

Tabla 90: Resultados del análisis económico de las 9 instalaciones evaluadas para el caso de una ESE

Según el estudio de Evaluación del Potencial de la Energía Solar Térmica en el sector Industrial (Estudio Técnico PER 2011 – 2020) las expectativas de rentabilidad para inversores en instalaciones solares térmicas por parte de la industria tienen un periodo medio de retorno esperado de 6,75 años<sup>35</sup>, según se muestra en la Tabla 10.

Según los resultados obtenidos en la Tabla 89, ninguna de las instalaciones alcanza periodos de retorno inferiores a 10 años por lo que están lejos de aproximarse al periodo de retorno medio obtenido en el estudio de potencial. Sin embargo, esta comparación no es homogénea ya que se toman como referencias diferentes productos y usuarios al estar el mencionado estudio enfocado en tecnologías solares convencionales sin considerar tecnologías solares de concentración. Como ya se ha comentado anteriormente, este tipo de instalaciones suponen una inversión y unos costes asociados considerablemente mayores comparadas con las primeras. Por tanto, en principio, es de esperar periodos de retorno superiores.

La rentabilidad a exigir a cualquier proyecto viene determinada por diferentes factores y varía en función de quién promueve la inversión. En apartados anteriores se ha visto que, si la inversión va a ser realizada por el usuario final de la instalación, éste puede tener unos requisitos de rentabilidad elevados que dependen de su perfil. Es decir, hay inversores que buscan un determinado volumen de beneficio en un periodo relativamente corto de tiempo, como ocurre generalmente en el caso de industrias. En otras ocasiones, el usuario no requiere altos niveles de rentabilidad porque en el ánimo de realizar la inversión influyen factores no estrictamente económicos, como pueden ser la mejora de su imagen corporativa por ejemplo.

En muchas ocasiones, la rentabilidad exigible a una inversión está influenciada por el riesgo que supone la realización de dicha inversión frente a otras alternativas menos arriesgadas. El riesgo es la incertidumbre asociada a los ingresos futuros de un proyecto e incluso asociada a la propia viabilidad del proyecto. No existe inversión sin riesgo, aunque algunos proyectos implican mayor riesgo que otros.

Cuanto mayor es el riesgo de una inversión, mayor tiene que ser su rentabilidad para que sea una opción atractiva a los inversores. A iguales condiciones de riesgo, se opta por el proyecto con mayor rentabilidad. Cada inversor tiene que decidir el nivel de riesgo que está dispuesto a asumir para obtener rentabilidades mayores.

El riesgo de una inversión puede proceder de diferentes aspectos, hay riesgos asociados al usuario, a la tecnología, riesgos derivados de la acción de agentes meteorológicos, vandalismo, etc. Parte de estos riesgos pueden ser cubiertos por seguros como son los riesgos vinculados a agentes meteorológicos, robo, vandalismo, etc., pero otros son riesgos intrínsecos de la operación para los que no existe vía de aseguración posible. Por ejemplo, puede existir un riesgo tecnológico cuando la tecnología usada no está lo suficientemente madura y demostrada; en el caso de una ESE, puede existir el riesgo de que la entidad usuaria de la instalación deje de existir, etc.

---

<sup>35</sup> Valor calculado a partir de las opiniones recogidas en las encuestas a los locales industriales que incluyen en este estudio.

En el caso de redes urbanas, y si es una ESE la que realiza la inversión, parte del riesgo asociado al cliente puede ser menor comparado con el de otro tipo de proyectos, ya que las redes de climatización son inversiones a largo plazo donde los propietarios de las instalaciones no son una única empresa, sino un consorcio participado muchas veces por organismos públicos.

De esta manera, en nuestro estudio, el riesgo deriva principalmente de la tecnología empleada en el sistema de generación, que como se ha visto anteriormente, está limitado al tratarse de tecnologías que tienen cierta trayectoria y alta implantación, aunque esta haya estado vinculada mayoritariamente a la generación eléctrica.

No existe por tanto, un valor mínimo de referencia de rentabilidad exigido para instalaciones de energía solar térmica que permita decidir si llevar a cabo una inversión o no. La referencia varía en función de las variables anteriormente mencionadas.

Una vez identificadas aquellas instalaciones que ofrecen mayor rentabilidad frente a otras, ante las mismas condiciones de riesgo, se van a evaluar diferentes escenarios económicos que permiten, en algunas ocasiones, mejorar los resultados de rentabilidad notablemente: existencia de subvenciones, incrementos del precio de la biomasa sustituida, etc..

Los criterios económicos de selección de las mejores instalaciones se muestran en la siguiente tabla.

Criterios de selección	
Periodo de retorno (PR)	< 15 años
Tasa interna de retorno (TIR)	Máxima
Valor actual neto (VAN)	> 0

*Tabla 91: Criterios de selección de las instalaciones más rentables*

Los resultados obtenidos de la aplicación de los mencionados criterios de selección se muestran en la Tabla 89 y en la Tabla 90.

Analizando los resultados para el caso de inversiones realizadas por el usuario, se observa que 7 de las instalaciones propuestas cumplen los criterios de rentabilidad establecidos para el PR y el VAN (casos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9). Tres de estas instalaciones corresponde a colectores cilindro parabólicos (caso 3, 4 y 5) y cuatro a colectores de Fresnel (casos 6, 7, 8 y 9).

Como el objetivo de este estudio es la evaluación de las opciones tecnológicas que un usuario se puede encontrar en el mercado y, siguiendo el criterio de rentabilidad de TIR máxima, se va a seleccionar como mejores soluciones tanto técnicas como económicas una instalación de cada tecnología, en concreto el caso 4 de CCP (TIR 6,1%) y el caso 8 de LFC (TIR 6,7%).

Por otro lado, cabe mencionar que la instalación de colectores de Fresnel (caso 8) tiene resultados económicos ligeramente mejores a los obtenidos con la instalación de CCP (caso 4), ya que presenta un periodo de retorno inferior (12 años), la TIR y el VAN son superiores y el LCoHC es menor. Por ello se puede concluir como resultado de este estudio de viabilidad que la mejor alternativa a considerar para su integración en la red es una instalación de colectores de concentración lineales de Fresnel de 2.000 m<sup>2</sup> de superficie de apertura y con un tanque de acumulación de 100 m<sup>3</sup> de volumen. En el siguiente capítulo se describen en detalle las soluciones propuestas.

Las dos instalaciones que se presentan como mejor solución para su implantación en la red son, por tanto, las siguientes:

Caso de estudio	Tecnología	Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	Superficie apertura (m <sup>2</sup> )	Inversión inicial (€)	PR (años)	TIR (%)	VAN (€)	LCoHC (€/MWh)
8	LFC	50	2.000	896.341	12	6,7	258.817	53
4	CCP	50	2.090	890.605	13	6,1	186.884	56

Tabla 92: Instalaciones seleccionadas tras el análisis económico para su implantación en la red – Resultados económicos usuario final

Caso de estudio	Tecnología	Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	Superficie apertura (m <sup>2</sup> )	Inversión inicial (€)	PR (años)	TIR (%)	VAN (€)	LCoHC (€/MWh)
8	LFC	50	2.000	746.951	11	8,4	372.384	41
4	CCP	50	2.090	742.171	12	7,6	295.796	44

Tabla 93: Instalaciones seleccionadas tras el análisis económico para su implantación en la red. Resultados económicos ESE

Finalmente, si se comparan los resultados económicos obtenidos para una ESE (Tabla 92) frente a los resultados del usuario final (Tabla 93), se observa que los parámetros de rentabilidad son relativamente mejores para la ESE que para el usuario, es decir, se obtienen periodos de retorno algo más cortos, TIR y VAN superiores y LCoHC menores.

Este hecho se explica por un lado porque, en el caso de ser una ESE la que realiza la inversión y opera la instalación, tanto su inversión inicial como sus costes de mantenimiento anuales son menores que para un usuario final, pero es el precio de venta de energía el factor más determinante en el cálculo de la rentabilidad de un proyecto gestionado por una ESE. Dicho precio y su evolución a lo largo de la vida de la instalación determinan los ingresos de la ESE y su mayor o menor capacidad para recuperar la inversión del proyecto. Más adelante se exponen varios escenarios y se evalúa la influencia de estos factores sobre la rentabilidad de las tres soluciones seleccionadas.

### **9.3 Evaluación de las soluciones propuestas bajo diferentes escenarios económicos**

A continuación se definen varios escenarios económicos y financieros en los que se evalúa la posibilidad de financiar y subvencionar las dos soluciones propuestas y se analiza su influencia en la rentabilidad de estos proyectos. En primer lugar se describen brevemente los tipos de ayudas y programas de apoyo a energías renovables disponibles y posteriormente se estudia su comportamiento económico suponiendo que las instalaciones se acogen a alguno de dichos programas.

#### **9.3.1 Sistemas de ayudas públicas a la Inversión**

Las subvenciones a fondo perdido tradicionalmente han constituido uno de los mecanismos de apoyo económico más utilizados para el apoyo al desarrollo de las energías renovables en nuestro país. En la actualidad, los programas de ayudas han ido incorporando paulatinamente mecanismos financieros que, en ocasiones, se combinan con las ayudas a fondo perdido.

Los sistemas de apoyo se diseñan teniendo en cuenta las particularidades de cada sector, de manera que mediante su aplicación se puedan vencer las barreras que se encuentren para su desarrollo. Estos mecanismos pueden ser bien un apoyo exclusivo para determinados tipos de instalaciones, o bien pueden complementarse con otras propuestas. Un correcto dimensionado y diseño de estos sistemas es fundamental para alcanzar los fines perseguidos de forma eficaz y eficiente.

Los principales programas de apoyo que se encuentran actualmente vigentes son:

#### **Programa de financiación de proyectos y promoción de ESEs de energías renovables térmicas**

En los últimos años se han desarrollado distintos programas de financiación de proyectos de energías renovables, algunos de los cuales ya se han comentado brevemente en el apartado 2.2.7 (Programas de ayudas y financiación a instalaciones solares térmicas).

Como experiencia piloto y con presupuesto del IDAE, en 2009 se incorporó una nueva línea cuyo objeto era financiar instalaciones de producción térmica para ACS, calefacción, refrigeración y otros usos en edificios, a través de empresas de servicios energéticos (ESEs). Esta experiencia se inició con el programa BIOMCASA, destinado al área de biomasa, y posteriormente se amplió a geotermia (programa GEOTCASA) y solar térmica (programa SOLCASA).

Estos programas tienen limitaciones en cuanto al importe máximo por proyecto y se complementan con el programa de Grandes Instalaciones Térmicas (GIT) para las tres fuentes de energía renovables antes mencionadas, aplicable a proyectos de mayor volumen de inversión pero que cuenta con un sistema de garantías técnicas y financieras diferentes y que además permite la financiación de proyectos destinados a suministrar energía en aplicaciones industriales.

Estos programas se diseñaron con la idea de promover y desarrollar el negocio ligado a las ESEs de energías renovables térmicas.

Además, pretenden demostrar al sector financiero la viabilidad y rentabilidad de estas operaciones, de forma que, en una segunda fase, las entidades financieras pudiesen desarrollar líneas propias.

### Programa PAREER-CRECE

En septiembre del año 2013 se publicó el “Programa de ayudas para la rehabilitación energética de edificios existentes” que fue posteriormente modificado tras la resolución de abril de 2015 y pasó a llamarse programa PAREER-CRECE. Dicho programa, como ya se ha comentado brevemente en el apartado 2.2.7 (Programas de ayudas y financiación a instalaciones solares térmicas), es una línea de ayudas que combina financiación y ayudas a fondo perdido.

Su objetivo es incentivar y promover la realización de actuaciones de reforma que favorezcan el ahorro energético, la mejora de la eficiencia energética, el aprovechamiento de las energías renovables y la reducción de emisiones de dióxido de carbono, en la rehabilitación de edificios existentes con independencia de su uso y de la naturaleza jurídica de sus titulares.

Se han definido varias tipologías para clasificar las posibles actuaciones a llevar a cabo para conseguir una mejora en la calificación energética del edificio y el uso de las energías renovables. Las instalaciones solares térmicas quedan incluidas dentro de la tipología 2: **Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas y de iluminación, incluida la incorporación de energía solar térmica**. En este caso la ayuda a fondo perdido será como máximo de un 20% del coste elegible de inversión y dispondrá de una financiación que podrá alcanzar el 70% del coste elegible. Adicionalmente, en función de otras premisas como la calificación energética alcanzada, si el edificio es de protección oficial o de si se acometan actuaciones de diferente índole al mismo tiempo, se podrá obtener una ayuda adicional. En el anexo 17.4 se describen las bases del programa PAREER-CRECE aplicables a esta tipología con mayor grado de detalle.

Las condiciones del préstamo disponible en este programa son de un tipo de interés correspondiente al Euribor<sup>36</sup> + 0,0% y su plazo máximo de amortización de 12 años (incluido un período de carencia opcional de 1 año).

#### 9.3.2 Escenarios económico-financieros

Una vez descritas algunas de las líneas de financiación y ayudas a fondo perdido disponibles para energías renovables y mejora de la eficiencia energética, se van a

<sup>36</sup> Se entiende por Euribor (Europe Inter Bank Offered Rate) el tipo publicado por el Banco de España para depósitos no transferibles y periodos de un año, leído el primer día hábil de cada año natural. El mencionado tipo se corresponderá con la cotización media al cierre del primer día hábil que se toma como referencia. En el caso de la desaparición del Euribor, se aplicará el índice que lo sustituya.

definir varios escenarios bajo los cuales se analiza la rentabilidad de las tres soluciones propuestas. En concreto, se van a definir dichos escenarios en base a las posibilidades de financiación que ofrece el PAREER-CRECE, ya que es una de las líneas de financiación más actuales que ofrece el IDAE y que dispone de ayuda a fondo perdido.

En primer lugar, se define un escenario base en el que el coste del proyecto se asume en su totalidad mediante fondos propios. Este escenario va a ser comparado frente a tres situaciones diferentes de financiación y ayudas a fondo perdido que el programa PAREER-CRECE habilita para instalaciones solares térmicas:

- **Escenario A:** la totalidad del proyecto se asume mediando fondos propios, es decir, no existe ningún tipo de subvención ni financiación.
- **Escenario B:** solamente se pide la ayuda a fondo perdido disponible para instalaciones solares térmicas, siendo su máximo valor de **20%**.
- **Escenario C:** se dispone de una financiación del **90%** sobre la inversión inicial (máxima aportación de fondos ajenos según las bases del PAREER-CRECE)
- **Escenario D:** la aportación de fondos ajenos es una combinación de capital subvencionado y capital financiado. En este caso, el mejor escenario accesible según el programa PAREER-CRECE supone un **20%** de subvención y un **70%** de financiación.

Escenarios	% Subvención sobre inversión inicial	% Financiación sobre inversión inicial
A	0%	0%
B	20%	0%
C	0%	90%
D	20%	70%

*Tabla 94: Escenarios económico-financieros definidos para evaluar la influencia de la aportación de fondos ajenos en la rentabilidad de las soluciones propuestas*

Las condiciones de financiación que se adoptan para el análisis de estos escenarios son las ofrecidas por el programa PAREER-CRECE que se han comentado anteriormente.

El Euribor a considerar es el correspondiente al 1 de enero del 2015, cuyo valor fue de 0,323% y una amortización de la instalación en 10 años incluyendo un periodo de carencia del primer año. En cuanto al resto de parámetros necesarios para el cálculo de la rentabilidad, se van a mantener los valores mencionados en el apartado 9.1 (Hipótesis de partida para la evaluación económica de las instalaciones técnicamente viables).

En las siguientes tablas se muestran los resultados económicos de las dos soluciones propuestas (CCP y LFC respectivamente) obtenidos para cada escenario descrito en la Tabla 94.

Instalación LFC – Caso 8					
	Escenario	PR (años)	TIR (%)	VAN (€)	LCoHC (€/MWh)
USUARIO	A	12	6,7	258.817	53
	B	10	9,1	438.085	47
	C	13	14,5	422.465	47
	D	11	22,8	565.367	42
ESE	A	11	8,4	372.384	41
	B	9	11,1	521.774	36
	C	12	21,7	508.757	37
	D	10	35,0	627.842	32

Tabla 95: Evaluación de la rentabilidad de la instalación propuesta de LFC bajo los 4 escenarios económico-financieros definidos en la Tabla 94. Análisis para el usuario final y para la ESE

Instalación CCP – Caso 4					
	Escenario	PR (años)	TIR (%)	VAN (€)	LCoHC (€/MWh)
USUARIO	A	13	6,1	186.884	56
	B	10	8,4	365.005	50
	C	14	12,6	349.485	50
	D	11	19,8	491.472	45
ESE	A	12	7,6	295.796	44
	B	10	10,2	444.230	39
	C	13	18,4	431.297	40
	D	11	29,5	549.620	36

Tabla 96: Evaluación de la rentabilidad de la instalación propuesta de CCP bajo los 4 escenarios económico-financieros definidos en la Tabla 94. Análisis para el usuario final y para la ESE

Analizando los datos obtenidos, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Al recibir cualquier tipo de ayuda a fondo perdido mejora la rentabilidad de los proyectos, reduciéndose el periodo de retorno y aumentando los valores de la TIR y del VAN. Por otro lado el LCoHC se reduce. Estos hechos se aprecian claramente al comparar los escenarios A y B.
- Al financiar parte del proyecto, aumenta la rentabilidad del capital invertido debido al efecto de apalancamiento financiero, es decir, los valores de la TIR y del VAN son



mayores para los escenarios en los que se recibe un préstamo (escenarios C y D) aunque los periodos de retorno son más largos que en caso contrario. Por otro lado, las condiciones del préstamo percibido también influyen significativamente en la rentabilidad de la inversión. En el caso analizado de tipo de interés 0% (condiciones PAREER-CRECE) se obtienen rentabilidades mucho mayores que las esperadas al recibir cualquier préstamo de una entidad bancaria donde los intereses son mayores.

- Por último, se observa que los mejores resultados se obtienen en el escenario en el que se recibe tanto subvención como financiación externa (escenario D). Dicho escenario supone menor coste de la energía producida. A su vez, obtiene mayores valores de la TIR y del VAN. En este se consigue una mejora importante de la rentabilidad de los recursos propios que llega a triplicarse si se la compara con la rentabilidad del escenario A, pasando de una TIR de 6,1% (escenario A) a 19,8% (escenario D) para la instalación de CCP y de 6,7% a 22,8% para la instalación de LFC.

### **9.3.3 Influencia de la evolución del precio de la biomasa sobre la rentabilidad de las soluciones propuestas**

A continuación se van a analizar diferentes evoluciones posibles del precio del hueso de la aceituna para analizar su efecto sobre la rentabilidad de los proyectos de energía solar térmica propuestos para su integración en la red.

El precio final del hueso de aceituna depende de parámetros propios del producto como son su humedad o la disponibilidad en el mercado, y puede variar bastante de un año para otro.

Hasta ahora, en este estudio se ha utilizado el precio del hueso de aceituna a granel cisterna del último informe de AVEBIOM (185 €/ton). Según este informe el precio del hueso del año 2015 respecto al año anterior ha sufrido un ligero aumento del 1,7%, por lo que éste es el valor utilizado hasta ahora como IPB (apartado 9.1. Hipótesis de partida para la evaluación económica de las instalaciones técnicamente viables). Los precios de biomasa, en general subieron en 2013 (5-7%), pero en 2014 se han mantenido y en 2015 han descendido.

Los precios de hueso se ven afectados por el carácter cíclico del producto (no todos los años existe la misma disponibilidad), por ello, el precio puede oscilar conforme a la mayor o menor disponibilidad de él en el mercado. Conviene analizar situaciones en las que el IPB se mantenga estable, como es el caso del 2015. El valor del IPB empleado anteriormente (1,7%) tiene un valor incluso menor que el IPC (2%), por lo que se puede decir que el análisis llevado a cabo hasta ahora es bastante conservador, desde el punto de vista de un usuario que se plantee la posibilidad de integrar energía solar en una red existente abastecida por biomasa. Incluso bajo estas circunstancias, se han obtenido varias soluciones que pueden ser viables económicamente para el usuario (caso 4 y caso 8 de la Tabla 89).

A continuación se va a calcular la rentabilidad de las soluciones propuestas para un usuario en tres escenarios diferentes del IPB:

- **Escenario A:** el precio de la biomasa se mantiene prácticamente estable con una ligera tendencia positiva (escenario evaluado hasta ahora). Valor del IPB de 1,7%.
- **Escenario B:** el precio de la biomasa asciende considerablemente a lo largo de la vida de la instalación solar alcanzando valores del IPB de 5%
- **Escenario C:** se considera una tendencia del precio ligeramente descendiente, tomando valores negativos. Se emplea un valor del IPB de -0,5%.

Para llevar a cabo este análisis no se va a tener en cuenta ningún tipo de financiación externa ni de subvenciones, es decir, los resultados que se muestran a continuación corresponden a un usuario que lleva a cabo la totalidad de la inversión con fondos propios. Como se ha concluido en el apartado anterior (9.3.2. Escenarios económico-financieros), los valores de rentabilidad se verían mejorados al recibir financiación externa.

Escenarios	Índice de precios de la biomasa (IPB)
A	1,7%
B	5%
C	-0,5%

Tabla 97: Resumen de los escenarios definidos para evaluar la influencia del precio de la biomasa en la rentabilidad de las soluciones propuestas

En las siguientes tablas se muestran los resultados económicos obtenidos para cada instalación propuesta bajo los escenarios descritos en la Tabla 97.

Instalación LFC – Caso 8					
	Escenario	PR (años)	TIR (%)	VAN (€)	LCoHC (€/MWh)
USUARIO	A	12	6,7	258.817	53
	B	9	11,5	1.100.273	53
	C	16	2,9	-111.539	53

Tabla 98: Evaluación de la rentabilidad de la instalación propuesta de LFC bajo los 3 escenarios del precio de la biomasa definidos en la Tabla 97

Instalación CCP – Caso 4					
	Escenario	PR (años)	TIR (%)	VAN (€)	LCoHC (€/MWh)
USUARIO	A	13	6,1	186.884	56
	B	10	11,1	1.046.592	56
	C	18	1,8	-191.506	56

Tabla 99: Evaluación de la rentabilidad de la instalación propuesta de CCP bajo los 3 escenarios del precio de la biomasa definidos en la Tabla 97 y la Tabla 94

Los resultados obtenidos en el escenario en el que el precio de la biomasa aumenta considerablemente (escenario B) son muy positivos para las tres instalaciones propuestas, llegando a alcanzar valores del VAN superiores al millón de euros para ambas instalaciones y periodos de retorno inferiores a los 10 años.

Es decir, ante la perspectiva de un encarecimiento considerable de la materia prima utilizada como combustible, la integración de una instalación solar de concentración en la red es una propuesta muy atractiva para cualquier usuario, como ha demostrado el análisis de viabilidad técnica y económica.

En cuanto al caso contrario, el escenario C, en el que el precio del hueso de aceituna disminuye con el tiempo, aunque sea ligeramente, bien porque haya un exceso de oferta en el mercado o por cualquier otro motivo externo, es de esperar que la competitividad de las instalaciones solares se vea empeorada. Bajo estas circunstancias, incluso la instalación de LFC con la que se obtuvieron los mejores resultados económicos tiene un VAN negativo y su TIR se reduce al 2,9%.

Por último, es interesante comparar el LCoHC de las 2 instalaciones propuestas con el coste variable de la energía útil generada a partir de la biomasa bajo los tres escenarios analizados.

En este estudio, dado que la instalación solar se incorpora a una instalación de generación existente, se compara el coste nivelado de generación de la energía solar (LCoHC) con el coste variable de la energía útil generada por biomasa también nivelado para los 25 años de vida útil de la instalación.

En este caso no se compara el LCoHC de las instalaciones solares directamente con el de la instalación de biomasa puesto que este coste, por definición, tiene que tener en cuenta el coste de inversión, gastos de explotación y el resto de conceptos presentes en la Tabla 79, los cuales no son costes a considerar en la red de referencia puesto que la instalación de biomasa ya existe. En cualquier caso, el LCoHC de la biomasa será mayor que el coste de la energía útil generado por biomasa nivelado que se calcula en este estudio.

No obstante, en aquellos casos en los que en la fase de diseño de una red se plantee la posibilidad de incorporar energía solar como fuente de generación, se debe comparar el coste nivelado de la energía solar con el coste nivelado de la fuente de energía alternativa a ésta. Considerar la incorporación de energía solar en el diseño de la red

puede suponer una disminución de potencia instalada del sistema auxiliar necesario así como una disminución de sus costes de explotación. Estos conceptos deben reflejarse y tenerse en cuenta en el análisis de viabilidad económica de la instalación solar ya que mejoran sus resultados si se comparan con un escenario donde la instalación de generación de la red es existente.

En la Figura 133 se muestra con una línea roja sólida el coste variable nivelado de la biomasa para el escenario A. La línea roja de puntos y la de guiones representan dicho coste para los escenarios B (IPB aumenta) y C (IPB disminuye) respectivamente. Por último, las dos líneas azul y amarilla corresponden al LCoHC de las instalaciones CCP y LFC respectivamente.

- Se observa que en el escenario A (escenario de referencia en análisis de apartados anteriores) y escenario B (aumento considerable del precio de la biomasa) el coste de las dos instalaciones solares es inferior al coste variable de biomasa.
- Sin embargo en el escenario escenario C (escenario pesimista para la instalación solar) el coste variable de biomasa es inferior al coste de la energía solar para ambas instalaciones solares.

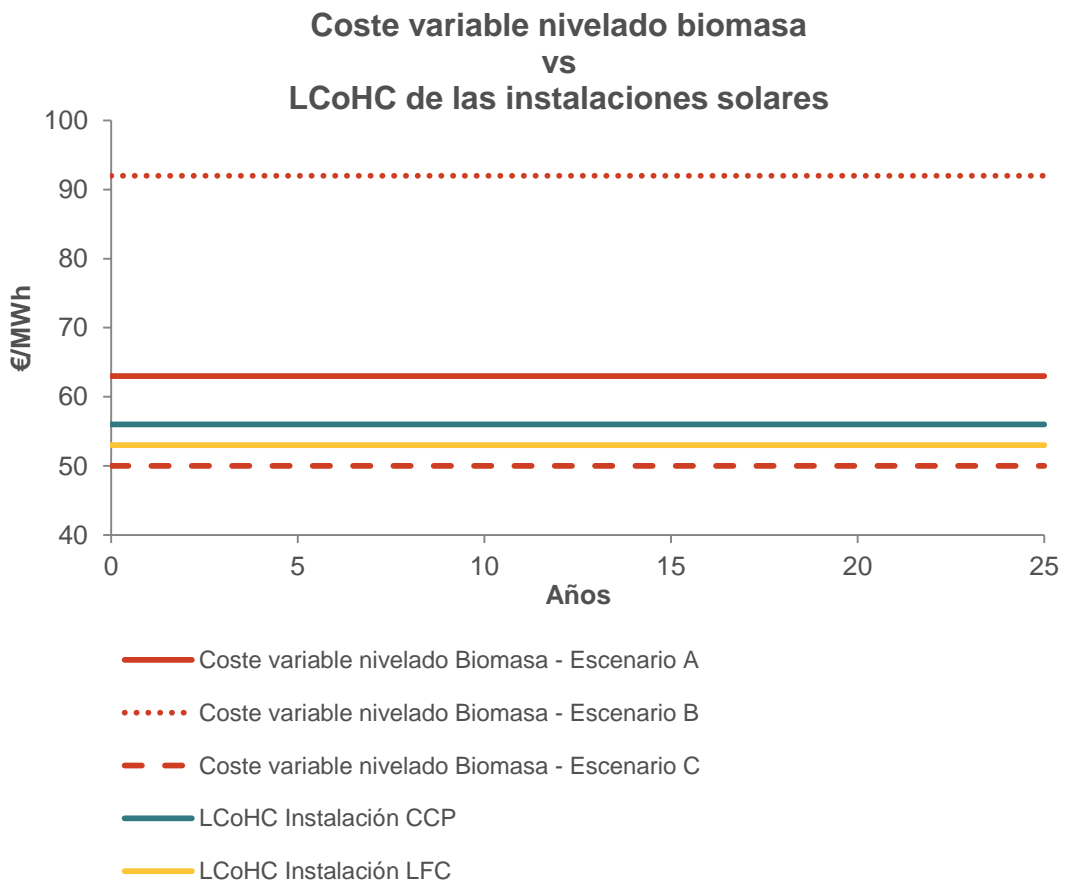


Figura 133: Comparación del coste variable nivelado de la biomasa frente al LCoHC de cada solución propuesta para los tres escenarios del IPB descritos en la Tabla 97.

### 9.3.4 Influencia del precio de venta del calor solar sobre la rentabilidad de las soluciones al tratarse de una ESE

Una vez analizada la influencia del precio de la materia prima utilizada como fuente de energía en la rentabilidad de las soluciones para un usuario y una ESE, se van a estudiar situaciones similares modificando el precio de venta de la energía solar y su correlación o no con el precio de la biomasa. Éstos son factores clave en el análisis económico para una ESE.

Como se ha comentado con anterioridad, el precio de venta de la energía solar es establecido libremente por la ESE, y puede tomar cualquier valor y evolución siempre que sea suficientemente atractivo para el consumidor final, de modo que éste se plantee la posibilidad de sustituir su fuente de energía primaria por la energía solar térmica.

Hasta ahora, la situación de referencia analizada ha sido aquella en la que el precio de venta de la energía solar está indexado a un índice independiente de la biomasa. Siendo este IPcs (Índice del precio del calor solar) inferior al IPB como es lógico. Carece de sentido que una ESE proponga una venta de energía solar que se va a encarecer a lo largo del tiempo más que la propia materia prima que se pretende sustituir. Las hipótesis de partida para estos dos índices fueron 1,7% para el IPB y 1,5% para el IPcs. En este apartado, estos valores se han incluido en el escenario A.

Se plantea un segundo escenario en el que el precio de la biomasa asciende considerablemente (5%), como se ha analizado en el apartado 9.3.3 (Influencia de la evolución del precio de la biomasa sobre la rentabilidad de las soluciones propuestas). En este caso, la ESE puede plantearse la opción de aumentar el IPcs algo por encima del valor base, pero manteniendo un cierto margen con respecto al IPB, con ello consigue un aumento importante de sus ingresos y una mejora de su rentabilidad mientras que, para el usuario, la energía solar sigue siendo una opción atractiva, ya que aunque el precio de la energía solar es más alto que en el escenario A, el usuario sigue teniendo un ahorro frente a su consumo de energía final.

En este segundo escenario (escenario B) se va a establecer el valor del IPcs siguiendo un aumento proporcional al que ha experimentado el IPB respecto al escenario A, es decir, si se considera que el nuevo IPB es del 5% (esto es 2,9 veces el valor del IPB del escenario A), el IPcs se va a establecer en un valor del 4,4% (2,9 veces el valor del IPcs del escenario A). Es importante enfatizar que se ha fijado este valor meramente como un ejemplo orientativo, es decir, la ESE puede establecer la evolución del precio que le interese así como el valor del precio de venta del primer año de explotación.

El tercer escenario (escenario C), al igual que en apartado 9.3.3, corresponde al valor negativo del IPB, es decir, a la situación en la que la biomasa disminuye su precio con el tiempo. Este escenario es bastante pesimista para una ESE ya que limita su precio de venta de energía de manera determinante. La tendencia del IPcs no puede ser superior a la del IPB de manera que, en este escenario, la ESE indexa su precio con la misma tendencia descendente que presenta la biomasa. En este caso sus ingresos y rentabilidad son considerablemente menores. Como en el apartado anterior se fijó un valor de -0,5% para el IPB, se va a emplear de nuevo este valor para ambos índices.

En la siguiente tabla se resumen los tres escenarios descritos para analizar la evolución del precio de venta de la energía solar:

Escenarios	Índice de precios de la biomasa (IPB)	Índice de precios del calor solar (IPcs)
A	1,7%	1,5%
B	5%	4,4%
C	-0,5%	-0,5%

Tabla 100: Resumen de los escenarios definidos para evaluar la influencia del IPcs en la rentabilidad de las soluciones propuestas para una ESE

De nuevo, para la comparación de estos tres escenarios no se ha supuesto ningún tipo de financiación ni subvención. Por otro lado y como se estableció en las hipótesis de partida (apartado 9.1. Hipótesis de partida para la evaluación económica de las instalaciones técnicamente viables), el precio inicial de venta de la energía solar (al comienzo de la vida de la instalación solar) tiene un valor del 95% del coste de la biomasa. Posteriormente, su evolución viene determinada por el IPcs que se ha definido para cada escenario.

En las siguientes tablas se muestran los resultados económicos obtenidos para cada instalación propuesta bajo los escenarios descritos en la Tabla 97.

Instalación LFC – Caso 8					
	Escenario	PR (años)	TIR (%)	VAN (€)	LCoHC (€/MWh)
ESE	A	11	8,4	372.384	41
	B	9	12,5	1.031.912	41
	C	14	5,1	57.406	41

Tabla 101: Evaluación de la rentabilidad de la instalación propuesta de LFC bajo los 3 escenarios del precio de venta de la energía solar definidos en la Tabla 100

Instalación CCP – Caso 4					
	Escenario	PR (años)	TIR (%)	VAN (€)	LCoHC (€/MWh)
ESE	A	12	7,6	295.796	44
	B	10	12,1	969.630	44
	C	15	3,9	-26.013	44

Tabla 102: Evaluación de la rentabilidad de la instalación propuesta de CCP bajo los 3 escenarios del precio de venta de la energía solar definidos en la Tabla 100

Al analizar estos resultados, se pueden obtener exactamente las mismas conclusiones que en el apartado 9.3.3, ya que el precio de venta de la energía solar es totalmente dependiente del coste de la materia prima y viene delimitado por ella. Es decir:

- Ante incrementos de precios elevados de la biomasa, una ESE puede establecer un precio elevado de su energía solar, mejorando así sus ingresos. Esto se observa en el escenario B, en el que los valores del VAN son muy altos para las dos instalaciones. En esta situación, el margen para que el usuario también tenga grandes ahorros con el tiempo es mayor, ya que la ESE no tiene por qué indexar necesariamente su incremento de precios al incremento de precios de la biomasa.
- Si el incremento del coste de la biomasa es muy bajo e incluso tiende a disminuir, la energía solar difícilmente puede competir frente a ella y, por lo tanto, los proyectos solares tienen rentabilidades más ajustadas.

En el siguiente gráfico se muestra el coste variable de la energía útil generada con biomasa durante los 25 años de vida de la instalación solar en los tres escenarios descritos anteriormente (líneas rojas) frente al coste de la energía solar que el usuario tiene que pagar a una ESE en estas situaciones (líneas amarillas). De nuevo se ha representado con líneas sólidas el escenario A o de referencia, con líneas de puntos el escenario B y con líneas de rayas el escenario C.

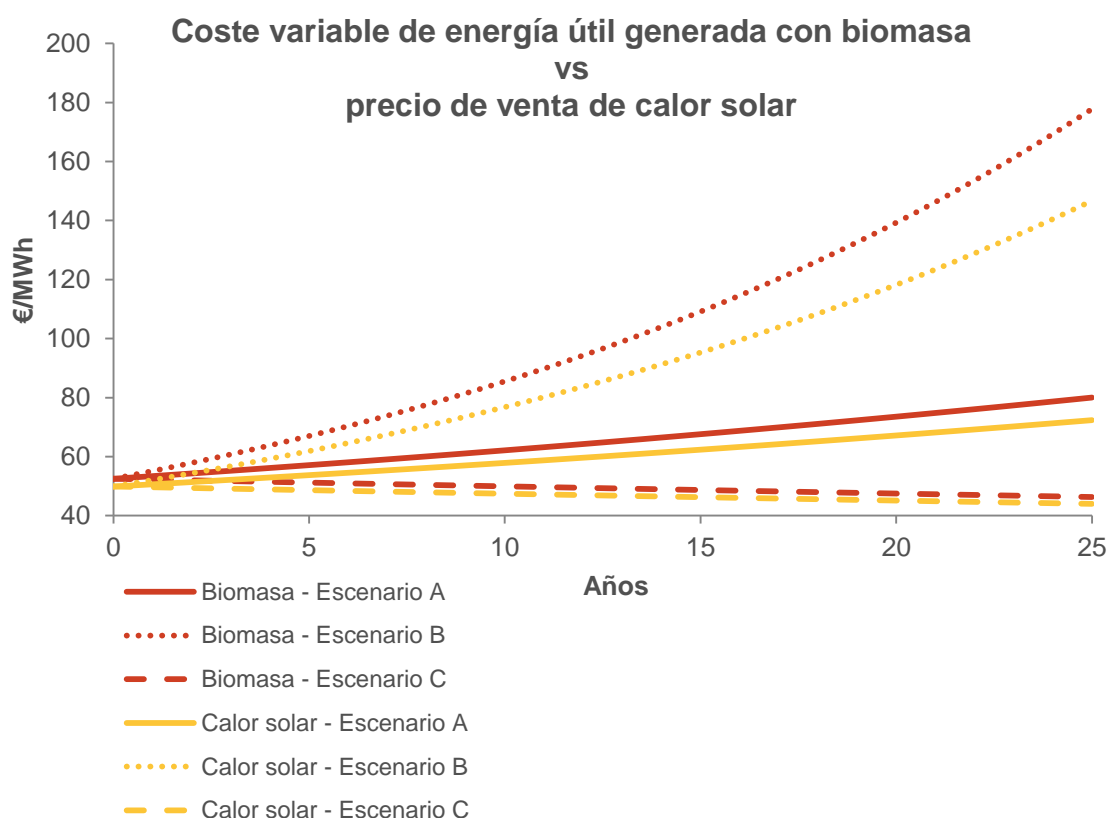


Figura 134: Comparación del coste variable de generación de energía útil de la biomasa frente al precio de venta de la energía solar de una ESE bajo los tres escenarios del IPcs descritos en la Tabla 100

Para el primer año de la instalación se ha establecido un coste de la energía solar del 95% del coste variable de la energía útil generada con biomasa, sin embargo, transcurridos los 25 años de operación, y según la evolución de precios establecida en cada escenario, el coste de la energía solar supone el 90% del coste de energía útil de biomasa en el escenario A y el 82% en el escenario B. En el escenario C los índices de precios son iguales por lo que ambos evolucionan del mismo modo.

Es decir, siempre que el precio de la biomasa y el precio de venta de la energía solar tengan evoluciones independientes (siendo el de la energía solar inferior al de biomasa), la diferencia de precios se acentúa con el paso del tiempo suponiendo un aumento de los ahorros del consumidor final.

Por último, se va a estudiar una posibilidad más en la determinación del precio de venta de la energía solar a lo largo de la vida de la instalación. La ESE puede establecer un valor del precio de venta durante los primeros años de explotación que le permita amortizar la instalación e incluso obtener algo de beneficio, para posteriormente ofrecer un precio más reducido y atractivo al consumidor final que le asegure al mismo tiempo mantener su margen de beneficio, puesto que ya ha recuperado su inversión inicial. Se trata de estrategias que pueden motivar al consumidor a llevar a cabo el proyecto solar, pero que dependen de cada caso.

Para analizar la influencia de este tipo de decisiones en la rentabilidad de una ESE, se parte de nuevo del escenario base en el que el precio de venta inicial de la energía solar es del 95% del coste de la energía útil generada por biomasa, el IPB es 1,7% y el IPcs es 1,5% (escenario A). Por otro lado se va a estudiar un segundo escenario (escenario B) en el que se decide aplicar un descuento del 25% una vez amortizada la instalación. Es decir, una vez transcurrido el periodo de retorno, el precio de venta se reduce un 25% respecto al año anterior para posteriormente seguir la misma tendencia de crecimiento establecida inicialmente. Por último, la ESE puede ofrecer un descuento aún mayor, del 50% por ejemplo (escenario C) y ver cómo se ven afectados los valores de la TIR y del VAN y si el proyecto aún le sigue siendo rentable.

Escenarios	Precio energía solar tras amortización (% descuento)
A	0%
B	25%
C	50%

*Tabla 103: Resumen de los escenarios definidos para evaluar la influencia de modificaciones del precio de venta del calor solar en la rentabilidad para una ESE*

En la Figura 135 se muestra el precio de la energía solar a lo largo de la vida de la instalación de 2.000 m<sup>2</sup> de LFC para estos tres escenarios frente al coste variable de la energía útil generada con biomasa.

El coste de la energía térmica establecido en un 95% del coste de la energía útil generada con biomasa al comienzo de la explotación de la instalación, transcurridos los 25



años de operación, se reduce al 90% del coste de biomasa en el escenario A, al 72% en el escenario B y al 45% en el escenario C. Estos descuentos suponen grandes ahorros para el consumidor final que compra la energía solar a la ESE que opera la red.

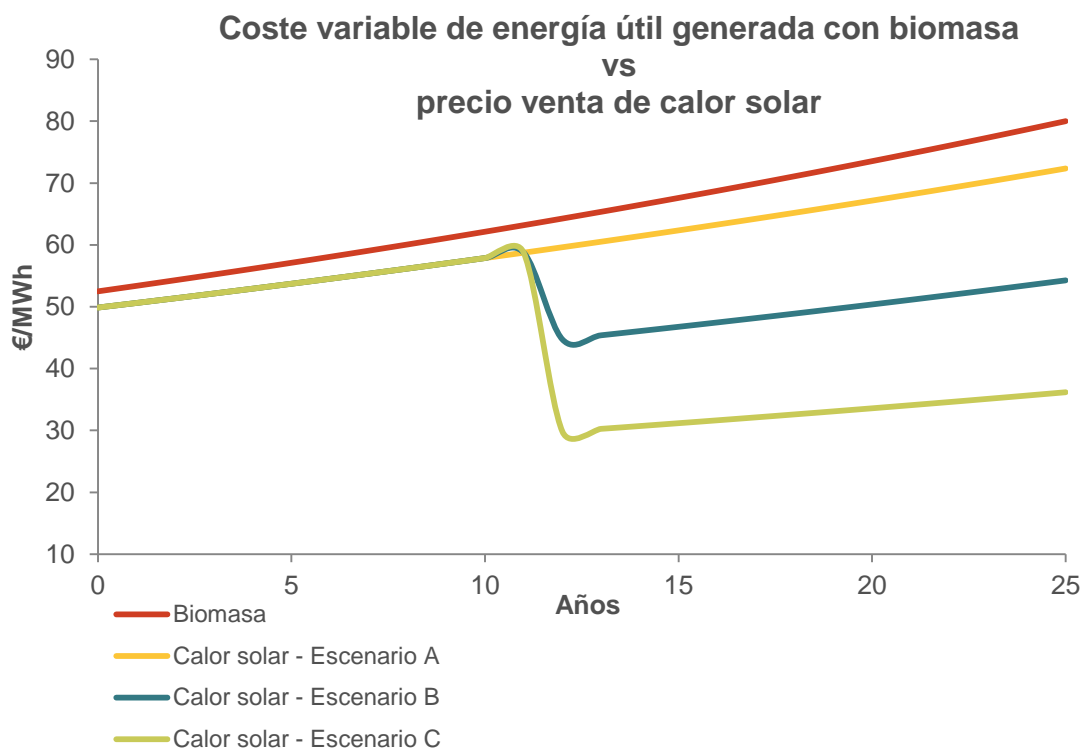


Figura 135: Comparación del coste variable de generación de energía útil con biomasa frente al precio de venta de la energía solar de una ESE bajo los tres escenarios descritos en la Tabla 103

Desde el punto de vista del usuario la operación es muy atractiva ya que no solo percibe un descuento sobre el coste de su consumo energético anterior a la entrada de la ESE desde el principio, sino que además se beneficia de un descuento mayor en el futuro, cuando el coste de la energía que estaba consumiendo es todavía mayor que en el momento inicial.

Finalmente, para analizar estas estrategias desde el punto de vista de la ESE, es necesario calcular cómo varían los parámetros de rentabilidad de la instalación de LFC al aplicar dichos descuentos. Una vez conocidos estos valores, la ESE puede decidir hasta qué punto le resulta rentable limitar su precio de venta.

A continuación se muestran los resultados económicos obtenidos para la instalación de LFC bajo estos tres escenarios:

Instalación LFC – Caso 8				
	Escenario	PR (años)	TIR (%)	VAN (€)
ESE	A	11	8,4	372.384
	B	11	6,7	183.285
	C	11	4,2	-5.813,42

Tabla 104: Evaluación de la rentabilidad de la instalación propuesta de LFC bajo los 3 escenarios del precio de venta de la energía solar definidos en la Tabla 103

Se observa cómo la TIR y el VAN lógicamente disminuyen al aumentar el descuento aplicado. En el escenario C el VAN es negativo y la TIR es 4,2%, es decir, no llegan a alcanzar los criterios mínimos de rentabilidad que se establecieron en el apartado 9.1 (Hipótesis de partida para la evaluación económica de las instalaciones técnicamente viables). Dichos límites se establecieron en  $TIR > 6,5\%$  y  $VAN > 0$ . El escenario B sí cumple estos criterios. Por lo tanto, en este ejemplo, la ESE se puede permitir ofrecer un descuento del 25% tras la amortización de la instalación manteniéndose dentro de los límites de rentabilidad establecidos, sin embargo descuentos mayores no le resultan económicamente viables. Si a esta posibilidad se añade la percepción de las subvenciones definidas anteriormente, la rentabilidad y la viabilidad económica mejoran sustancialmente.

# 10 Desarrollo de soluciones propuestas

Una vez aplicados los criterios técnicos y económicos establecidos en los capítulos 8 (Simulaciones) y 9 (Análisis económico comparativo), y realizados los correspondientes análisis de viabilidad e idoneidad, se procede a desarrollar y resumir las dos soluciones seleccionadas que se proponen para su integración en la red de referencia. Cada una de ellas con una tecnología solar de concentración diferente.

En los capítulos anteriores se han detallado los criterios seguidos para la selección de las mejores soluciones tanto técnicas como económicas. Como resultado del análisis previo se han identificado dos soluciones que cumplen todos los criterios expuestos: la instalación de colectores cilindro parabólicos de 2.090 m<sup>2</sup> y la instalación de colectores de Fresnel de 2.000 m<sup>2</sup>, ambas con ratio de acumulación de 50 l/m<sup>2</sup>.

Emplazamiento teórico de la instalación solar	
Localización de la red	Jaén
Demanda	Calor
	Frío
Tipo de Instalación	Suelo
Ubicación	Parcela de 120 x 85 m (10.200 m <sup>2</sup> )
Imagen	Google Earth



Tabla 105: Información general sobre la ubicación propuesta para la instalación solar

Cada una de las soluciones tecnológicas que se proponen se desarrolla de forma individual, es decir, cada propuesta supone una única instalación a realizar en la red.

A continuación, se muestra una ficha descriptiva y varias imágenes para cada solución propuesta. Las imágenes son representaciones virtuales en tres dimensiones de los campos de captación para cada solución técnica realizadas con el programa SketchUp<sup>37</sup>.

Las representaciones permiten mostrar de una forma realista el espacio que ocuparían y el aspecto que tendrían las instalaciones solares una vez implantadas sobre la parcela

<sup>37</sup> <http://www.sketchup.com/es>

elegida. Para su realización se han tenido en cuenta las dimensiones de los captadores utilizados en las simulaciones y las dimensiones reales de la parcela disponible.

Instalación solar LFC (caso 8)		
Tipo de colector	Lineales de Fresnel	
Orientación	Norte-Sur	
Superficie	Apertura	2.000 m <sup>2</sup>
	Terreno	3.600 m <sup>2</sup>
Nº Captadores	20	
Nº captadores por batería	2	
Nº baterías	10	
Conexión a la red	Paralelo	
Conexión hidráulica	Horizontal	
Volumen tanque de acumulación	100 m <sup>3</sup>	
Ratio Acumulación	50 l/m <sup>2</sup>	
Fracción Solar	34%	
Producción	1.782 MWh/año	
Producción por m <sup>2</sup>	891 kWh/m <sup>2</sup> ·año	
Vida Útil	25 años	
Inversión Usuario	896.341€	
Inversión ESE	746.951 €	

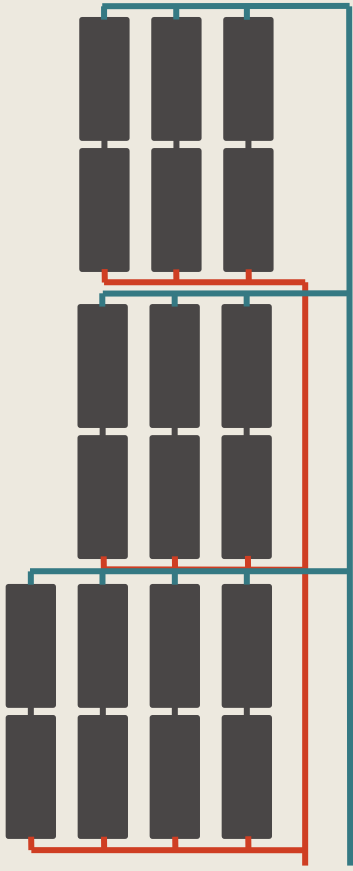


Tabla 106: Ficha descriptiva de la instalación propuesta de LFC

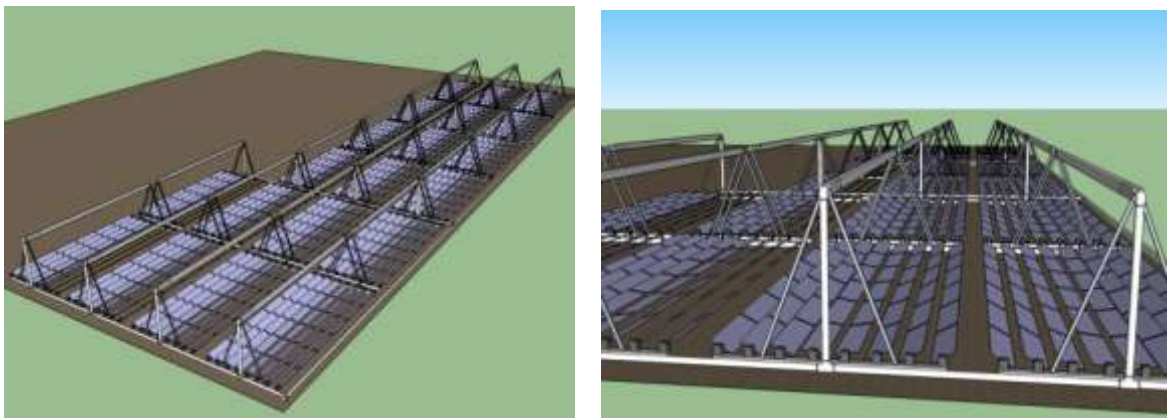


Figura 136: Instalación propuesta de colectores de Fresnel. (Fuente: SketchUp)

Rentabilidad de la instalación LFC - Usuario			
Fondos propios		Fondos propios y ajenos*	
Periodo de retorno	12 años	Periodo de retorno	11 años
TIR	6,7%	TIR	22,8%
VAN	258.817 €	VAN	565.367 €
LCoHC	53 €/MWh	LCoHC	42 €/MWh

Rentabilidad de la instalación LFC - ESE			
Fondos propios		Fondos propios y ajenos*	
Periodo de retorno	11 años	Periodo de retorno	10 años
TIR	8,4%	TIR	35,0%
VAN	372.384 €	VAN	627.842 €
LCoHC	41 €/MWh	LCoHC	32 €/MWh

\* 70% financiación y 20% subvención. Condiciones del programa PAREER-CRECE (ver apartado 9.3.1)

Tabla 107: Rentabilidad de la instalación propuesta de LFC

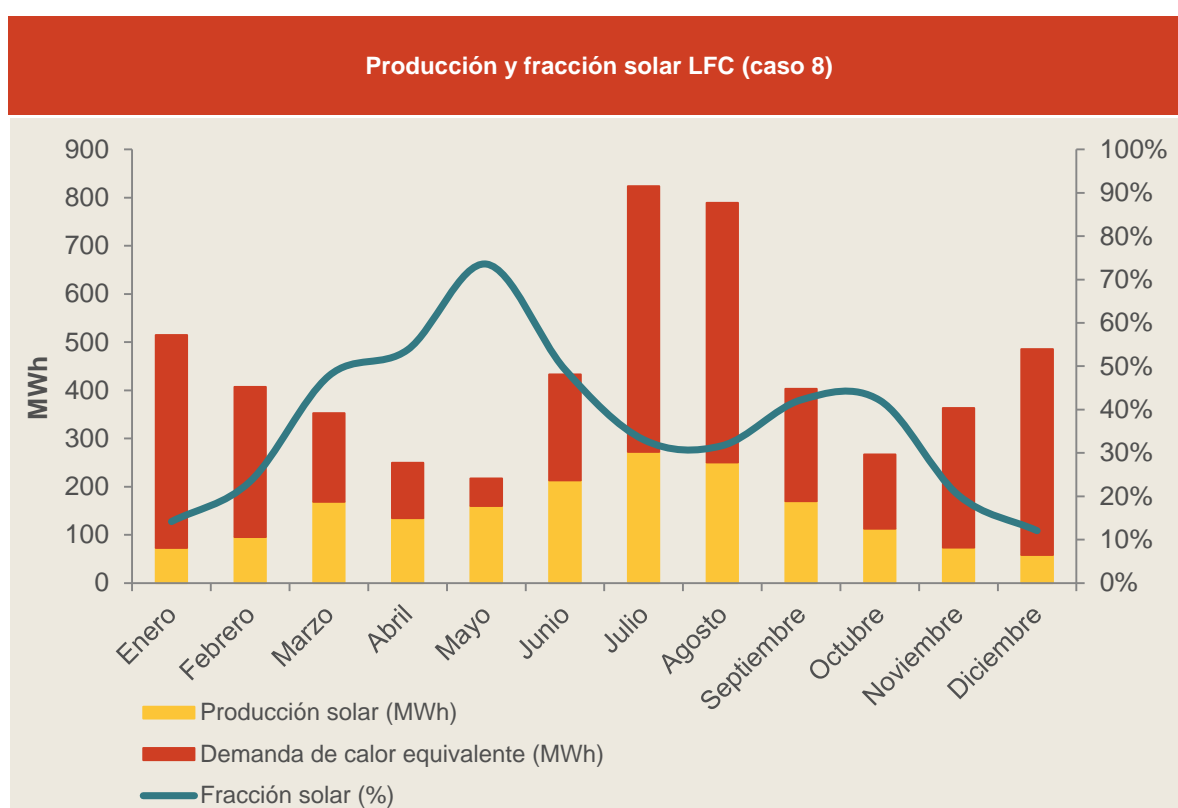


Tabla 108: Producción y fracción solar de la instalación propuesta de LFC

Instalación solar CCP (Caso 4)			
Tipo de colector	Cilindro parabólico	Inversión Usuario	890.605 €
Superficie Apertura	2.090 m <sup>2</sup>	Inversión ESE	742.171 €
Orientación	Norte-Sur	Superficie Terreno	5.645 m <sup>2</sup>
Nº Captadores	46	Volumen acumulación	100 m <sup>3</sup>
Nº captadores por batería	2	Ratio Acumulación	50 l/m <sup>2</sup>
Nº baterías	23	Fracción Solar	34%
Conexión a la red	Paralelo	Producción	1.820 MWh/año
Conexión hidráulica	Horizontal	Producción por m <sup>2</sup>	871 kWh/m <sup>2</sup> ·año

Tabla 109: Ficha descriptiva de la instalación propuesta de CCP

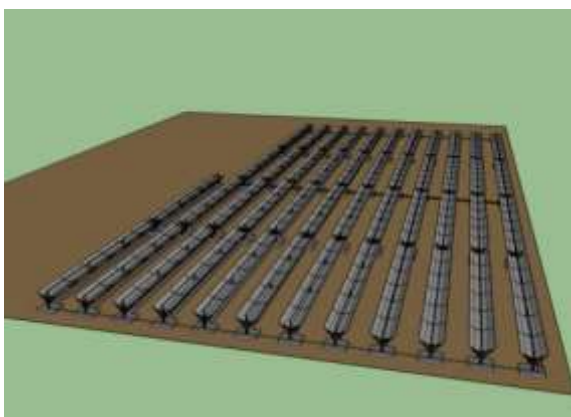


Figura 137: Instalación propuesta de colectores cilindro-parabólicos. (Fuente: SketchUp)

Rentabilidad de la instalación CCP - Usuario			
Fondos propios		Fondos propios y ajenos*	
Periodo de retorno	13 años	Periodo de retorno	11 años
TIR	6,1%	TIR	19,8%
VAN	186.884 €	VAN	491.472 €
LCoHC	56 €/MWh	LCoHC	45 €/MWh

Rentabilidad de la instalación CCP - ESE			
Fondos propios		Fondos propios y ajenos*	
Periodo de retorno	12 años	Periodo de retorno	11 años
TIR	7,6 %	TIR	29,5%
VAN	295.796 €	VAN	549.620 €
LCoHC	44 €/MWh	LCoHC	36 €/MWh

\* 70% financiación y 20% subvención. Condiciones del programa PAREER-CRECE (ver apartado 9.3.1)

Tabla 110: Rentabilidad de la instalación propuesta de CCP

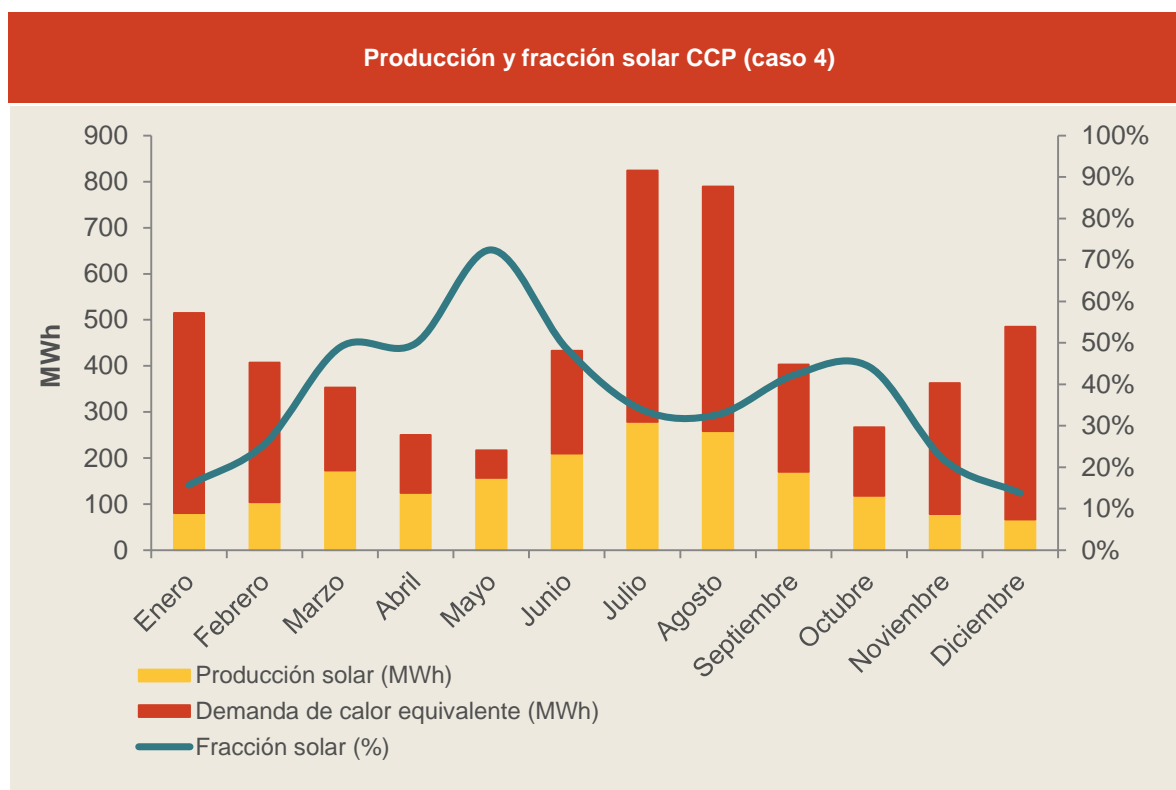


Tabla 111: Producción y fracción solar de la instalación propuesta de CCP

# 11 Análisis bajo las condiciones teóricas iniciales de la red

La demanda teórica inicial que tendría la red de referencia no coincide generalmente con la demanda de diseño estimada cuando se llevó a cabo la instalación de la red. La red de referencia se diseñó para tener un consumo de biomasa de unas 1.500 ton/año, sin embargo se puede estimar que el consumo inicial que presenta es de unas 410 ton/año.

En el apartado 5.2.2 (Demanda teórica ) se ha comparado la situación de diseño con la situación teórica inicial de la red, que coincide con un escenario de inicio de explotación en el cual todavía no se ha incorporado toda la demanda a la red. En la Tabla 28 se muestran los valores de consumo de biomasa, energía final, energía útil, rendimiento de la instalación y coste de la energía para ambas situaciones. Según estos datos la central de generación está sobredimensionada para las condiciones iniciales de operación de la red, por lo que cualquiera de las instalaciones solares propuestas en el apartado 10 (Desarrollo de soluciones propuestas) no es una propuesta aceptable para abastecer la demanda inicial.

En este apartado se va a analizar la posibilidad de incorporar una instalación solar de concentración en la red para las condiciones de demanda teóricas iniciales, esto es, al inicio de la explotación de la red. En este apartado, y partiendo de las hipótesis y simplificaciones tenidas en cuenta para el análisis efectuado para la demanda de diseño, se va a estudiar qué instalaciones solares de concentración son las más adecuadas para su integración en la red bajo las condiciones operativas iniciales. Puesto que la demanda inicial estimada, supone tan solo un 16% de la demanda de diseño, es previsible que las soluciones viables sean de un tamaño considerablemente menor que las soluciones propuestas en el apartado 10 (Desarrollo de soluciones propuestas).

A continuación se explican las simulaciones que se han llevado a cabo para esta nueva situación de demanda, así como el correspondiente análisis económico de las soluciones técnicamente viables.

## 11.1 Simulaciones bajo condiciones iniciales

Partiendo del perfil de demanda estimado que se ha descrito en el apartado 5.2.1 (Demanda diseño) se calcula el nuevo perfil de demanda aplicando el ratio estimado del 16% (demanda inicial frente a demanda diseño). De este modo se consigue adaptar la demanda a las condiciones iniciales de funcionamiento de la red.



$$Demanda_{actual} = 0,16 * Demanda_{diseño}$$

Puesto que las temperaturas de impulsión y de retorno de operación de la red se mantienen constantes en ambos escenarios, la relación entre caudales coincide con la relación obtenida para las demandas; es decir, 16%.

Condiciones	Caudal máximo de la red (m <sup>3</sup> /h)	Caudal medio de la red (m <sup>3</sup> /h)
Diseño	197	45
Iniciales	31,5	7,2

Tabla 112: Comparación del caudal máximo y medio bajo condiciones iniciales y de diseño de la red

En el apartado 7.5 (Acumulación) en el que se describen las consideraciones adoptadas para definir el volumen del tanque de acumulación, se indica que una de las limitaciones que se impone a esta variable es que no debe superar en gran medida el caudal de la red. En ese apartado se establecen los ratios de volumen de acumulación por superficie de apertura considerados en las simulaciones bajo condiciones de diseño (Tabla 40) y en el apartado 8.2 (Ejecución de las simulaciones) se muestran las superficies de apertura y los volúmenes de acumulación simulados para cada una de las instalaciones (Tabla 63, Tabla 64 y Tabla 65).

En el apartado 8.3 (Identificación de las soluciones técnicamente viables) se resumen las conclusiones del análisis de los resultados obtenidos en las simulaciones bajo condiciones de diseño (Tabla 70). Se observa cómo un aumento del volumen de acumulación supone un incremento tanto de la fracción solar como del ratio de producción de la instalación. Por tanto, interesa considerar volúmenes de acumulación lo más elevados posible.

El volumen de acumulación máximo, adaptado al valor del caudal de la red para las condiciones de demanda iniciales a considerar, en este caso es de 32.000 litros y las superficies de captación a simular son del orden de 200 m<sup>2</sup>, 400 m<sup>2</sup> y 600 m<sup>2</sup> para cada una de las tres tecnologías.

Partiendo del mismo esquema creado en el programa de simulación que se describe en el apartado 8.2 (Ejecución de las simulaciones) se efectúan las siguientes modificaciones para adaptarlo a las nuevas condiciones de funcionamiento:

- Se considera que inicialmente la red opera con una única caldera, siendo la segunda de respaldo, por lo que debe modificarse el componente “caldera” del sistema y adaptarlo a la nueva potencia de generación a partir de biomasa, es decir, 3 MW<sub>th</sub>.
- En el componente de la simulación “absorbedor de energía” hay que introducir el nuevo perfil de demanda horaria.

Los demás componentes y sistemas de regulación no se modifican ya que su regulación no depende de la potencia de la caldera o del volumen de demanda de la red, si no del comportamiento térmico del sistema.

A continuación se muestran los casos a simular que se han obtenido teniendo en cuenta estas condiciones. Del mismo modo que se ha explicado en el apartado 8.2 (Ejecución de las simulaciones), para cada caso propuesto se tabularán los resultados referentes a fracción solar (FS; %) y ratio de producción (RP; kWh/m<sup>2</sup>) de cada instalación solar.

Colectores de Fresnel							
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> )	n <sup>o</sup> colectores	n <sup>o</sup> baterías	Caudal solar (l/h)	Volumen acumulación (litros)			
				20 (l/m <sup>2</sup> )	50 (l/m <sup>2</sup> )	80 (l/m <sup>2</sup> )	100 (l/m <sup>2</sup> )
200	2	1	3.000	4.000	10.000	16.000	20.000
400	4	2	6.000	8.000	20.000	32.000	-
600	6	3	9.000	12.000	30.000	-	-

Tabla 113: Casos a simular de LFC

Colectores cilindro parabólicos							
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> )	n <sup>o</sup> colectores	n <sup>o</sup> baterías	Caudal solar (l/h)	Volumen acumulación (litros)			
				20 (l/m <sup>2</sup> )	50 (l/m <sup>2</sup> )	80 (l/m <sup>2</sup> )	100 (l/m <sup>2</sup> )
181	4	2	3.490	4.000	9.000	15.000	20.000
363	8	4	6.980	7.000	20.000	30.000	-
636	14	7	12.215	13.000	30.000	-	-

Tabla 114: Casos a simular de CCP

De las simulaciones se obtienen los siguientes resultados de fracción solar anual (%) y ratio de producción (kWh/m<sup>2</sup>) para cada uno de los casos de estudio.

Colectores de Fresnel								
Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> ):	20		50		80		100	
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> )	FS	RP	FS	RP	FS	RP	FS	RP
200	20	861	23	965	23	990	24	1.027
400	37	777	42	895	44	936	-	-
600	49	699	57	811	-	-	-	-

Tabla 115. Resultados de FS y RP obtenidos para los casos simulados de LFC

Colectores cilindro parabólicos								
Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> ):	20		50		80		100	
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> )	FS	RP	FS	RP	FS	RP	FS	RP
181	19	865	21	969	22	1.019	22	1.035
363	33	772	41	962	43	996	-	-
636	48	645	58	773	-	-	-	-

Tabla 116. Resultados de FS y RP obtenidos para los casos simulados de CCP

Aplicando los mismos criterios técnicos de selección que se han explicado en el apartado 8.3 (Identificación de las soluciones técnicamente viables) se seleccionan aquellas instalaciones que obtienen mejores resultados de fracción solar y ratios de producción.

### Colectores de Fresnel

A continuación se muestran las tablas sobre las que se han aplicado los criterios técnicos mencionados para la fracción solar (%) y el ratio de producción (kWh/m<sup>2</sup>) de los LFC:

Colectores de Fresnel – Fracción solar						
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> ):	200		400		600	
V/S (l/m <sup>2</sup> )	FS	ΔFS	FS	ΔFS	FS	ΔFS
20	<u>20</u>	<u>100</u>	<u>37</u>	<u>100</u>	<u>49</u>	<u>100</u>
50	22	112	<u>42</u>	<u>115</u>	<u>57</u>	<u>116</u>
80	23	103	44	105	-	-
100	24	104	-	-	-	-

Tabla 117. Aplicación de criterios técnicos sobre la fracción solar. LFC.

Colectores de Fresnel – Ratio de producción								
V/S (l/m <sup>2</sup> ):	20		50		80		100	
S <sub>ap</sub> (m <sup>2</sup> )	RP	ΔRP	RP	ΔRP	RP	ΔRP	RP	ΔRP
200	<u>861</u>	<u>100</u>	<u>965</u>	<u>100</u>	<u>990</u>	<u>100</u>	<u>1.027</u>	<u>100</u>
400	<u>777</u>	<u>90</u>	<u>895</u>	<u>93</u>	<u>936</u>	<u>95</u>	-	-
600	<u>699</u>	<u>81</u>	<u>811</u>	<u>84</u>	-	-	-	-

Tabla 118. Aplicación de criterios técnicos sobre el ratio de producción. LFC.

### Colectores cilindro parabólicos

A continuación se muestran las tablas sobre las que se han aplicado los criterios técnicos mencionados para la fracción solar y el ratio de producción de los casos de CCP:

Colectores cilindro parabólicos – Fracción solar						
$S_{ap}$ (m <sup>2</sup> ):	181		363		636	
V/S (l/m <sup>2</sup> )	FS	$\Delta$ FS	FS	$\Delta$ FS	FS	$\Delta$ FS
20	<u>18</u>	<u>100</u>	<u>33</u>	<u>100</u>	<u>48</u>	<u>100</u>
50	20	112	<u>41</u>	<u>125</u>	<u>58</u>	<u>120</u>
80	21	105	43	103	-	-
100	22	102	-	-	-	-

Tabla 119. Aplicación de criterios técnicos sobre la fracción solar. CCP

Colectores cilindro parabólicos – Ratio de producción								
V/S (l/m <sup>2</sup> ):	20		50		80		100	
$S_{ap}$ (m <sup>2</sup> )	RP	$\Delta$ RP	RP	$\Delta$ RP	RP	$\Delta$ RP	RP	$\Delta$ RP
181	<u>865</u>	<u>100</u>	<u>969</u>	<u>100</u>	<u>1.019</u>	<u>100</u>	<u>1.035</u>	<u>100</u>
363	<u>772</u>	<u>89</u>	<u>962</u>	<u>99</u>	<u>996</u>	<u>98</u>	-	-
636	645	74	<u>773</u>	<u>80</u>	-	-	-	-

Tabla 120. Aplicación de criterios técnicos sobre el ratio de producción. CCP

### Resumen de las soluciones viables según los criterios técnicos

Analizando los valores obtenidos, tanto de producción como de fracción solar, se identifican 9 instalaciones que cumplen los criterios técnicos establecidos:

Caso de estudio	Tecnología	Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	Superficie Apertura (m <sup>2</sup> )	Nº colectores	Nº baterías	Caudal solar (l/h)	Producción solar (MWh/año)	Ratio producción solar (kWh/m <sup>2</sup> año)	Fracción Solar (%)
1	CCP	20	181	4	2	3.490	157	867	18
2	CCP	20	363	8	4	6.980	280	771	33
3	CCP	50	363	8	4	6.980	350	963	40
4	CCP	50	636	14	7	12.215	492	774	58
5	LFC	20	200	2	1	3.000	172	860	20
6	LFC	20	400	4	2	6.000	311	778	37
7	LFC	20	600	6	3	9.000	419	698	49
8	LFC	50	400	4	2	6.000	358	895	42
9	LFC	50	600	6	3	9.000	487	812	57

Tabla 121. Instalaciones que cumplen los criterios técnicos bajo las condiciones de demanda inicial estimada

## 11.2 Análisis económico bajo condiciones iniciales

Del mismo modo que se ha realizado en el apartado 9 (Análisis económico comparativo), a continuación se va a estudiar la viabilidad económica de las instalaciones identificadas en el apartado anterior.

Se asumen las mismas hipótesis de partida que se han comentado en el apartado 9.1 (Hipótesis de partida para la evaluación económica de las instalaciones técnicamente viables) y los mismos criterios de selección descritos en el apartado 9.2 (Comparación de las 9 instalaciones técnicamente viables y selección de las soluciones propuestas). En la Tabla 88 se muestra, a modo de resumen, los valores empleados en el análisis económico y en la Tabla 91 se enumeran los criterios de selección considerados.

Para realizar el análisis económico bajo las condiciones de demanda inicial hay que tener en cuenta las siguientes diferencias con respecto al análisis realizado anteriormente:

- El consumo anual de biomasa es de 410 ton/año en lugar de las 1.500 ton/año correspondientes a la situación de diseño.
- El rendimiento de la instalación bajo estas condiciones operativas es del 45%, como se ha detallado en el apartado 5.2.2 (Demanda teórica), frente al 75% de diseño.
- Al empeorar el rendimiento de la instalación, el coste de la energía útil demandada asciende a 89 €/MWh frente a los 53 €/MWh bajo condiciones de diseño, como se ha calculado en el apartado 5.2.2.
- El tamaño de las nuevas instalaciones es considerablemente menor, lo que supone menores costes de inversión, operación, mantenimiento y consumo eléctrico de sus equipos.

Finalmente se identifica la instalación o instalaciones que mejores resultados técnicos y económicos presentan para su integración en la red bajo las condiciones de demanda inicial.

De nuevo, el análisis económico se ha realizado para el caso en el que el usuario final sea el que realiza la inversión y explota su red y para el caso en el que una ESE lleve a cabo el proyecto y la gestión de la red.

En las siguientes tablas se muestran los resultados de la evaluación económica para las 9 instalaciones de CCP y LFC identificadas como resultado del estudio técnico realizado en el apartado anterior (Tabla 121), para el caso de un usuario final y de una ESE respectivamente. Al igual que para la demanda diseño, las instalaciones FMCL no se incluyen en el análisis económico.

Caso de estudio	Tecnología	Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	Superficie Apertura (m <sup>2</sup> )	Producción solar (MWh/año)	Ratio producción solar (kWh/m <sup>2</sup> año)	Fracción Solar (%)	Inversión Inicial (€)	Ratio Inversión (€/m <sup>2</sup> )	PR (años)	TIR 25 años (%)	VAN 25 años (€)	LCoHC (€/MWh)
1	CP	20	181	157	867	18	114.021	630	11	7,9	49.791	86
2	CCP	20	363	280	771	33	185.929	512	10	9,4	120.368	78
3	CCP	50	363	350	963	40	199.561	550	8	12,3	214.400	66
4	CCP	50	636	492	774	58	334.126	525	9	9,4	216.582	77
5	LFC	20	200	172	860	20	130.509	653	11	7,9	57.871	84
6	LFC	20	400	311	778	37	219.674	549	10	9,3	138.309	77
7	LFC	20	600	419	698	49	309.648	516	10	8,7	168.733	80
8	LFC	50	400	358	895	42	232.028	580	9	10,8	196.877	70
9	LFC	50	600	487	812	57	329.243	549	9	10,2	251.249	72

Tabla 122: Resultados del análisis económico de las 9 instalaciones evaluadas para el caso de un usuario. Demanda inicial estimada

Caso de estudio	Tecnología	Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	Superficie Apertura (m <sup>2</sup> )	Producción solar (MWh/año)	Ratio producción solar (kWh/m <sup>2</sup> año)	Fracción Solar (%)	Inversión Inicial (€)	Ratio Inversión (€/m <sup>2</sup> )	PR (años)	TIR 25 años (%)	VAN 25 años (€)	LCoHC (€/MWh)
1	CCP	20	181	157	867	18	95.018	525	10	9,7	64.944	66
2	CCP	20	363	280	771	33	154.941	427	9	11,3	140.701	61
3	CCP	50	363	350	963	40	166.301	458	7	14,5	230.474	51
4	CCP	50	636	492	774	58	278.438	438	9	11,3	252.112	60
5	LFC	20	200	172	860	20	108.758	544	10	9,8	75.957	64
6	LFC	20	400	311	778	37	183.062	458	9	11,2	164.376	59
7	LFC	20	600	419	698	49	258.040	430	10	10,5	206.180	61
8	LFC	50	400	358	895	42	193.357	483	8	12,9	220.981	54
9	LFC	50	600	487	812	57	274.369	457	9	12,2	286.244	56

Tabla 123: Resultados del análisis económico de las 9 instalaciones evaluadas para el caso de una ESE. Demanda inicial estimada



En este caso todas las instalaciones cumplen los criterios económicos: las cuatro instalaciones propuestas de CCP (casos 1, 2, 3 y 4) y las cinco instalaciones de Fresnel (casos 5, 6, 7, 8 y 9).

Del mismo modo que se ha realizado en el apartado 9.2 (Comparación de las 9 instalaciones técnicamente viables y selección de las soluciones propuestas), se seleccionan las soluciones que mejor resultados económicos presentan para cada una de las tecnologías de concentración consideradas. Estos resultados se muestran en las siguientes tablas, para un usuario final y una ESE respectivamente.

Caso de estudio	Tecnología	Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	Superficie apertura (m <sup>2</sup> )	Inversión inicial (€)	PR (años)	TIR (%)	VAN (€)	LCoHC (€/MWh)
3	CCP	50	363	199.561	8	12,3	214.400	66
8	LFC	50	400	232.028	9	10,8	196.877	70

Tabla 124: Instalaciones seleccionadas tras el análisis económico para su implantación en la red. Demanda inicial - Resultados económicos usuario final

Caso de estudio	Tecnología	Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	Superficie apertura (m <sup>2</sup> )	Inversión inicial (€)	PR (años)	TIR (%)	VAN (€)	LCoHC (€/MWh)
3	CCP	50	363	166.301	7	14,5	230.474	51
8	LFC	50	400	193.357	8	12,9	220.981	54

Tabla 125: Instalaciones seleccionadas tras el análisis económico para su implantación en la red. Demanda inicial - Resultados económicos ESE

Analizando los valores obtenidos para el caso del usuario, se observa que la instalación que mejores resultados presenta es la instalación de CCP de 363 m<sup>2</sup> y ratio de acumulación de 50 l/m<sup>2</sup> (caso 3), siendo el PR es de 8 años y la TIR de 12,3%. Es decir, bajo las condiciones iniciales de demanda, la mejor propuesta tecnológica para su integración en la red es una instalación de colectores cilindro parabólicos de 363 m<sup>2</sup> de superficie de apertura con un tanque de acumulación de 20.000 litros.

Los resultados obtenidos para la fracción solar en las instalaciones simuladas para la demanda inicial estimada son bastante elevados, siendo todas ellas superiores al 15% e incluso alcanzando valores de hasta el 59%. Como se ha analizado anteriormente, la producción energética por unidad de superficie disminuye conforme aumenta el tamaño de la instalación. Por ello en los casos analizados para la demanda inicial estimada, donde las instalaciones estudiadas son de menor tamaño, se obtienen mayores ratios de producción (kWh/m<sup>2</sup>), que a su vez derivan en mayores fracciones solares.

Este hecho puede implicar que alguna de las instalaciones preseleccionadas pueda, en este caso, estar ligeramente sobredimensionada, es decir, que aun cumpliendo con todos

los criterios técnicos de viabilidad establecidos, la superficie de captación propuesta sea demasiado grande para la pequeña demanda que presenta la red. Incluso puede darse el caso de generarse algún excedente de la producción solar en algún mes puntual.

Como se ha mencionado en el apartado 14.1 (Tecnología solar de concentración en redes urbanas), la instalación solar se debe diseñar de modo que, en principio, no se produzca excedente de producción solar ningún mes del año, sin embargo, con demandas muy variables, como ocurre en la red de referencia, puede ocurrir que en algún mes (como los de primavera u otoño) la producción solar supere la demanda de forma circunstancial. En este caso se debe llegar a un compromiso de manera que el excedente de producción que ocurre puntualmente no impida el adecuado aprovechamiento del recurso solar durante el resto del año.

Por último, es interesante comentar que la instalación que presenta mejores resultados para cubrir la demanda inicial estimada es en este caso una instalación de CCP, mientras que la mejor solución obtenida para la demanda de diseño era una instalación LFC.

La superficie final de las instalaciones estudiadas viene delimitada por las dimensiones de los colectores de cada tecnología. Las diferencias existentes en superficie para obtener una cobertura solar similar son más acusadas cuanto menor superficie tienen las instalaciones, ya que, las diferencias de tamaño entre captadores de diferentes tecnologías se hacen más evidentes en instalaciones pequeñas, al estar compuestas por menor número de captadores.

Por esta razón, y debido a la disminución del ratio de producción con el aumento de la superficie de apertura instalada que se ha comentado con anterioridad, la instalación de Fresnel (Caso 8), con una superficie un 10% mayor que la instalación de CCP (caso 3), tiene un ratio de producción un 7% menor con respecto a la producción de la instalación de CCP, ambas para el mismo ratio de acumulación por superficie de 50 l/m<sup>2</sup>.

Caso de estudio	Tecnología	Superficie apertura (m <sup>2</sup> )	Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	Ratio producción (kWh/m <sup>2</sup> )	Fracción solar (%)
3 – inicial	CCP	363	50	963	40
8 - inicial	LFC	400	50	895	42

*Tabla 126: Ratio de producción (kWh/m<sup>2</sup>) de las instalaciones de CCP (caso 3) y LFC (caso 8) propuestas para cubrir la demanda inicial estimada*

A consecuencia del mismo efecto, en el caso de las instalaciones de mayor tamaño analizadas para la demanda de diseño, los mejores resultados de ratio de producción los presenta la instalación correspondiente de Fresnel, como se muestra en la siguiente tabla.

Caso de estudio	Tecnología	Superficie apertura (m <sup>2</sup> )	Ratio V/S (l/m <sup>2</sup> )	Ratio producción (kWh/m <sup>2</sup> )	Fracción solar (%)
4 – diseño	CCP	2.090	50	871	34
8 - diseño	LFC	2.000	50	891	34

Tabla 127: Ratio de producción (kWh/m<sup>2</sup>) de las instalaciones de CCP (caso 4) y LFC (caso 8) propuestas para cubrir la demanda diseño

### 11.3 Resumen de las soluciones propuestas para las condiciones iniciales de demanda

Instalación solar CCP (Caso 3)			
Tipo de colector	Cilindro parabólico		
Superficie Apertura	363 m <sup>2</sup>		
Superficie Terreno	982 m <sup>2</sup>		
Orientación	Norte-Sur		
Nº Captadores	8		
Nº captadores por batería	2		
Nº baterías	4		
Conexión a la red	Paralelo		
Conexión hidráulica	Horizontal	Fracción Solar	40%
Volumen acumulación	20 m <sup>3</sup>	Producción	350 MWh/año
Ratio Acumulación	50 l/m <sup>2</sup>	Producción por m <sup>2</sup>	963 kWh/m <sup>2</sup> ·año
Inversión Usuario*	199.561 €	Inversión ESE*	166.301 €

\* La inversión se detalla en el Anexo 17.5

Tabla 128: Ficha descriptiva de la instalación de CCP (caso 3)

Rentabilidad de la instalación CCP - Usuario			
Fondos propios		Fondos propios y ajenos*	
Periodo de retorno	8 años	Periodo de retorno	7 años
TIR	12,3 %	TIR	72,9%
VAN	214.400 €	VAN	282.650 €
LCoHC	66 €/MWh	LCoHC	53 €/MWh

Rentabilidad de la instalación CCP – ESE			
Periodo de retorno	7 años	Periodo de retorno	7 años
TIR	14,5%	TIR	98,8%
VAN	230.474 €	VAN	287.349 €
LCoHC	51 €/MWh	LCoHC	41 €/MWh

\* 70% financiación y 20% subvención. Condiciones del programa PAREER-CRECE (ver apartado 9.3.1)

Tabla 129: Rentabilidad de la instalación de CCP (caso 3)

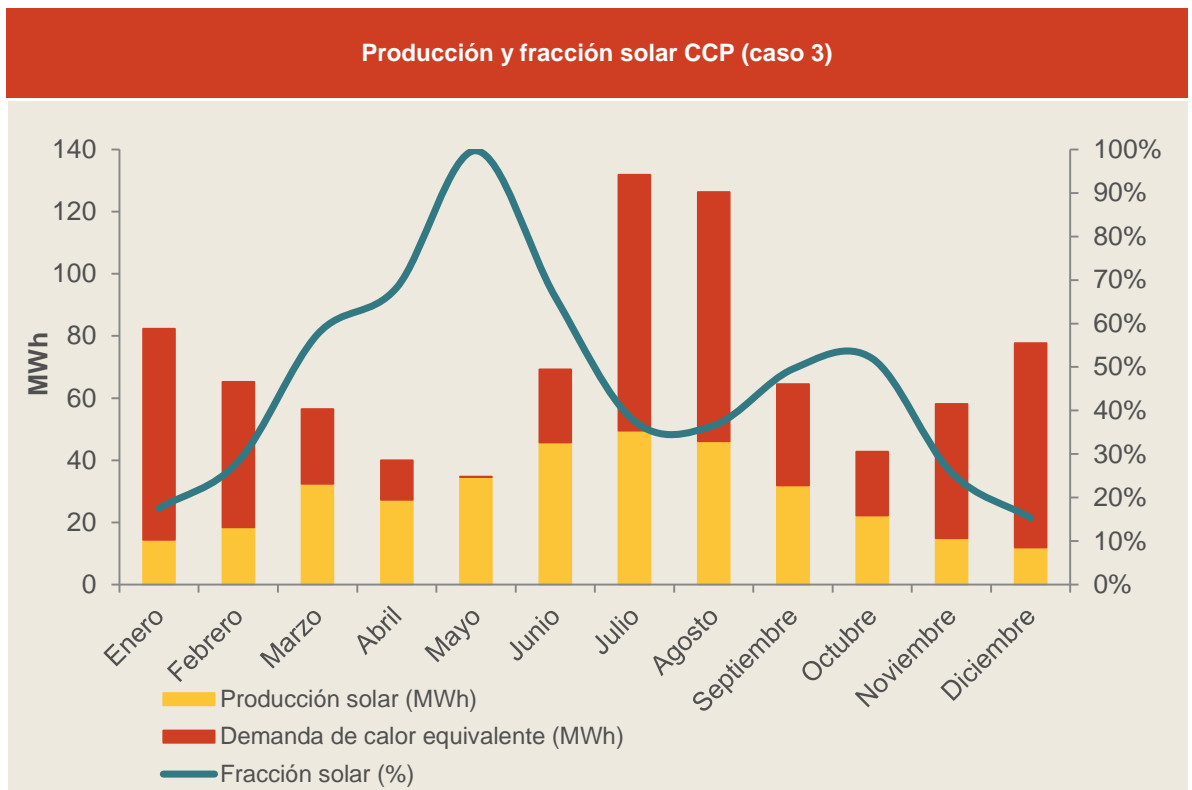


Tabla 130: Producción y fracción solar de la instalación de CCP

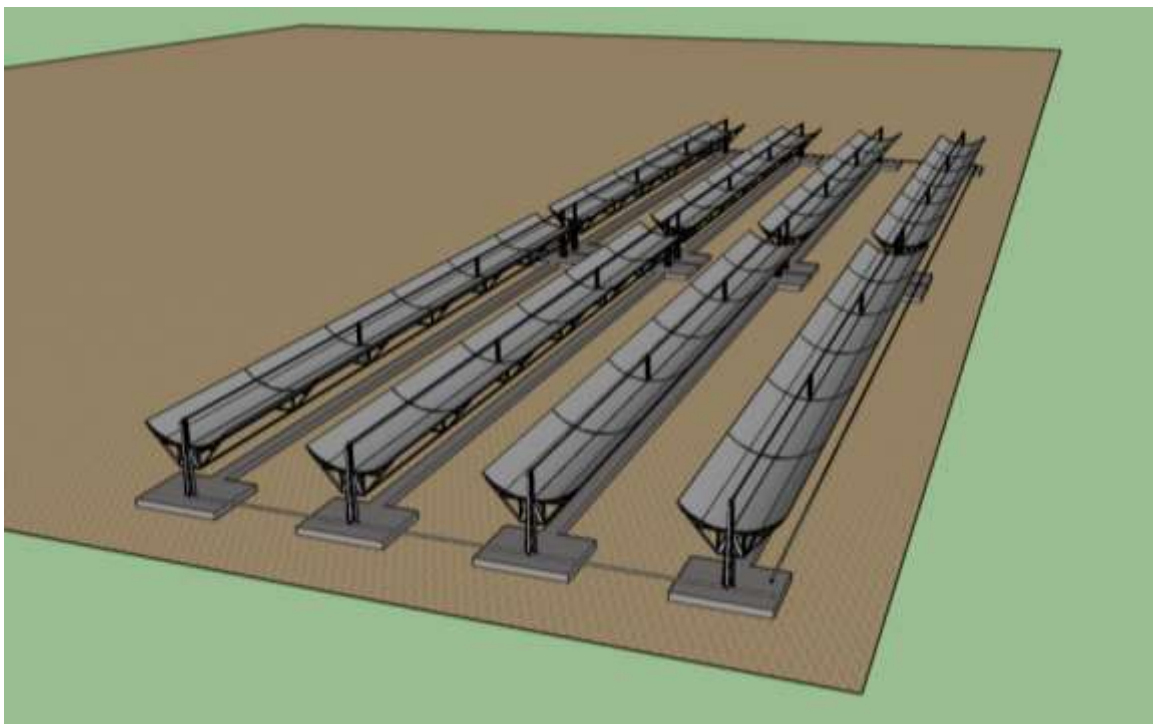


Figura 138: Instalación de colectores CCP. (Fuente: SketchUp)

Instalación solar LFC (caso 8)			
Tipo de colector	Lineales de Fresnel		
Superficie Apertura	400 m <sup>2</sup>		
Superficie Terreno	720 m <sup>2</sup>		
Orientación	Norte-Sur		
Nº Captadores	4		
Nº captadores por batería	2		
Nº baterías	2		
Conexión a la red	Paralelo		
Conexión hidráulica	Horizontal		
Volumen acumulación	20 m <sup>3</sup>	Producción	358 MWh/año
Ratio Acumulación	50 l/m <sup>2</sup>	Producción por m <sup>2</sup>	895 kWh/m <sup>2</sup> -año
Inversión Usuario*	232.028 €	Inversión ESE*	193.357 €

\* La inversión se detalla en el Anexo 17.5

Tabla 131: Ficha descriptiva de la instalación de LFC (caso 8)

Rentabilidad de la instalación LFC - Usuario			
Fondos propios		Fondos propios y ajenos*	
Periodo de retorno	9 años	Periodo de retorno	8 años
TIR	10,8%	TIR	56,5%
VAN	196.877 €	VAN	276.231 €
LCoHC	70 €/MWh	LCoHC	55 €/MWh

Rentabilidad de la instalación LFC – ESE			
Periodo de retorno	8 años	Periodo de retorno	7 años
TIR	12,9%	TIR	81,2%
VAN	220.981 €	VAN	287.109 €
LCoHC	54 €/MWh	LCoHC	43 €/MWh

\* 70% financiación y 20% subvención. Condiciones del programa PAREER-CRECE (ver apartado 9.3.1)

Tabla 132: Rentabilidad de la instalación de LFC (caso 8)

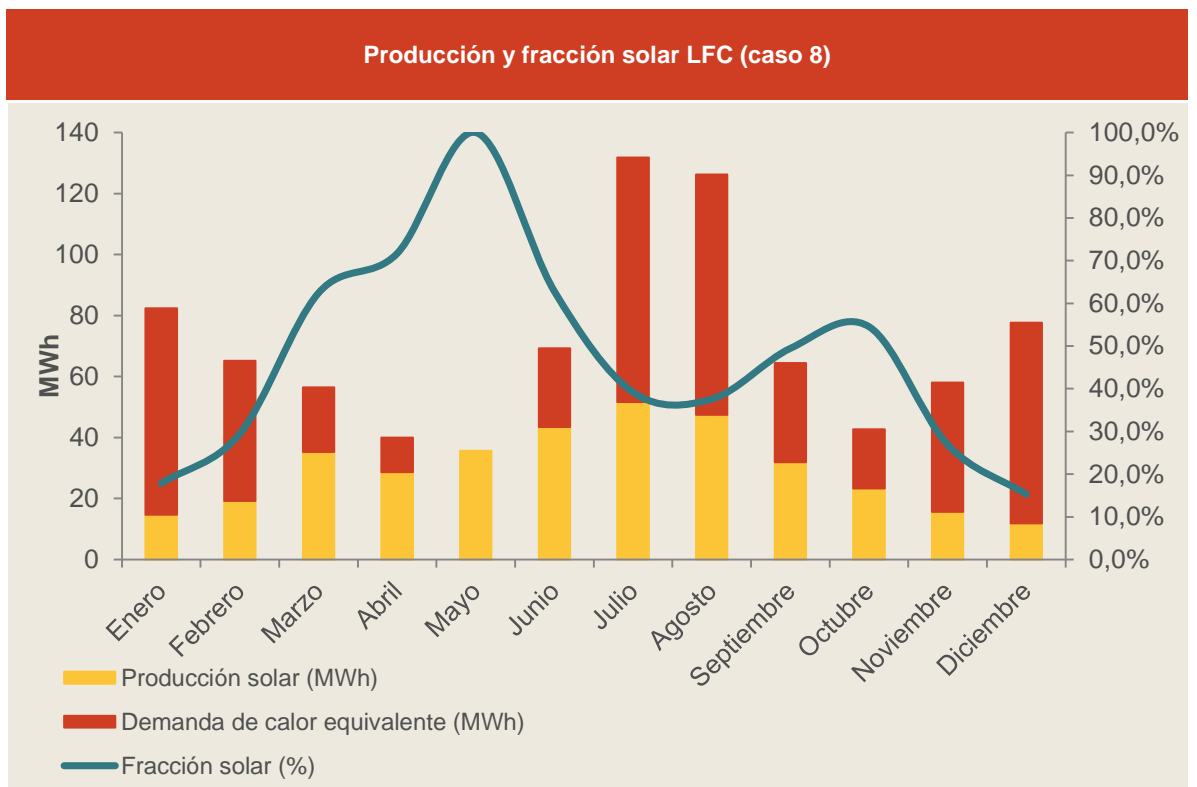


Tabla 133: Producción y fracción solar de la instalación de LFC (caso 8)

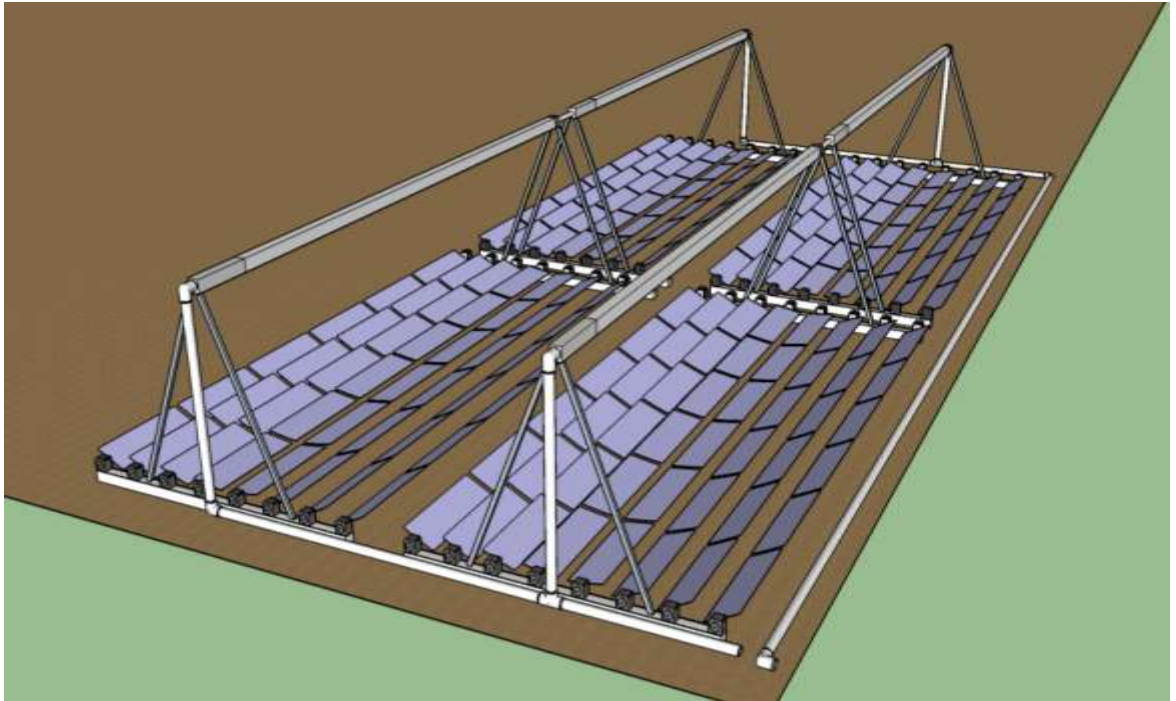


Tabla 134: Instalación de colectores LFC. (Fuente: SketchUp)

# 12 Conclusiones

La principal conclusión que se obtiene de la realización del presente estudio es que se pone de manifiesto la viabilidad técnica y económica de la incorporación de instalaciones solares de concentración en redes de climatización. Adicionalmente, se pueden extraer conclusiones con ciertos matices sobre los que es necesario profundizar:

- Dado el escenario actual de costes de generación de energía procedente de la biomasa, la incorporación de sistemas solares de concentración en instalaciones de generación que utilizan esta fuente de energía u otra de mayor coste, resulta viable.
- Los resultados obtenidos mejorarían si se tratase de un sistema de generación que incluyera una instalación solar de concentración desde la fase de diseño inicial. De esta forma, se optimizaría su integración con otra fuente de energía.
- Las instalaciones seleccionadas como viables en este estudio para el caso de la demanda inicial estimada de la red presentan ratios económicos muy interesantes, incluso bajo el escenario base sobre el que se han calculado, el cual es muy conservador. La mejora de las condiciones económicas, bien por la existencia de subvenciones o por un mayor incremento de precios de la energía sustituida, solo puede mejorar los resultados.
- Las tecnologías CCP y LFC presentan comportamientos muy similares tanto energética como económicamente, por lo tanto, aunque en el estudio se ha seleccionado siempre la opción más rentable, ambas tecnologías pueden ser igualmente válidas para su utilización, siendo las diferencias energéticas y económicas entre ellas muy pequeñas para la aplicación estudiada.
- Las instalaciones solares de concentración para su uso en aplicaciones térmicas de media temperatura son instalaciones cuyos materiales y ejecución no suponen un grado de especialización alto ya que, excepto los captadores, el resto de materiales son habitualmente utilizados en instalaciones térmicas. Este hecho también implica unos costes de instalación contenidos y fácilmente cuantificables.
- La oferta de captadores solares de concentración, a pesar de ser aparentemente muy amplia, no ofrece suficiente información técnica y económica al diseñador o posible promotor. Por ello, la realización de estudios de viabilidad resulta complicada y se restringe a la utilización de escasas marcas de captadores. Además, la falta de ensayos de rendimiento homologados por laboratorios acreditados, supone cierta desconfianza por parte de promotores.



# 13 Referencias

- 1) Análisis de Potencial y Oportunidades de Integración de Energía Solar Térmica en Redes de Calor. Las grandes Redes de Barcelona. Informes Técnicos 001. Madrid 2015. AIGUASOL - IDAE.
- 2) Solar District Heating Guidelines. Collection of fact sheets WP3 – D3.1 & D3.2. August 2012. SDH.
- 3) Guía Básica de Redes de Distrito de Calor y Frío. Abril 2011. ADHAC.
- 4) Guía Integral de Desarrollo de Proyectos de Redes de distrito de Calor y Frío. Mayo 2012. ADHAC.
- 5) Estudio de impacto económico de las redes de calor y frío en España. Octubre 2015. ADHAC.
- 6) Process Heat Collectors. State of the Art within Task 33/IV. (IEA SHC-Task 33 and SolarPACES-Task IV: Solar Heat for Industrial Processes).
- 7) Concentrating Solar Power Technology. Principles, developments and applications. Keith Lovegrove and Wes Stein. 2012.
- 8) Instalaciones de Energía Solar Térmica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura. Mayo 2009. IDAE.
- 9) Biomasa. Redes de distribución térmica. Mayo 2008. IDAE.
- 10) Biomasa. Climatización. Mayo 2008. IDAE.
- 11) Plataforma Solar de Almería – Annual Report 2014. CIEMAT
- 12) Guía técnica: Selección de equipos de transporte de fluidos. (Ahorro y Eficiencia Energética en Climatización, Edificios). Junio 2012. IDAE
- 13) Evaluación del Potencial de Climatización con Energía Térmica en Edificios. Estudio Técnico PER 2011 – 2020. IDAE.
- 14) Evaluación del Potencial de la Energía Solar Térmica en el Sector Industrial. Estudio Técnico PER 2011 – 2020. IDAE.
- 15) Evaluación del Potencial de Energía Solar Termoeléctrica. Estudio Técnico PER 2011 – 2020. IDAE.
- 16) Plan de Energías Renovables 2011 – 2020. IDAE.
- 17) Solar Heat for Industrial Processes. IEA-ETSAP and IRENA Technology Brief E21 – January 2015.

- 18) Solar Heating and Cooling for Residential Applications. IEA-ETSAP and IRENA Technology Brief R12 – January 2015.
- 19) Solar Rating and Certification Procedures. White Paper on Concentrating Collectors. IEA – SHC Task 43. May 2013.
- 20) Challenges and market opportunities related to solar thermal applications in industrial processes. The situation in Spain. SOLAR CONCENTRA – CTAER.
- 21) Curso sobre Sistemas Solares de Concentración. Madrid 2006. CIEMAT.
- 22) Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medioambiente y AEMET.
- 23) Success Factors in Solar District Heating. WP2 – Micro Analyses Report. Deliverable D2.1. December 2010. SDH.
- 24) Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. Diario Oficial de La Unión Europea (5.5.2009).
- 25) Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de mayo de 2010 relativa a la eficiencia energética de los edificios (refundición). Diario Oficial de La Unión Europea (18.6.2010).
- 26) Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE. Diario Oficial de La Unión Europea (14.11.2012).
- 27) Proyecto de Real Decreto por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de Octubre de 2012, relativa a la Eficiencia Energética, en lo referente a Auditorías Energéticas, acreditación de proveedores de Servicios y Auditores Energéticos y contabilización de consumos energéticos.
- 28) Guía ASIT de la Energía Solar Térmica, Mayo 2010. ASIT
- 29) Ejemplos de Aplicación en la Climatización de Edificios. Noviembre 2011. SAMPOL.
- 30) Solar Thermal Collectors and Applications. Soteris. (Progress in Energy and Combustion Science 30 (2004) 231–295) A. Kalogirou. June 2003.
- 31) Case Studies of Solar District Heating Platform. SDH.
- 32) Informe del Índice de precios del hueso de aceituna doméstico en España 3T 2014 – 2015 (Mayo 2015). AVEBIOM.
- 33) Optimisation of Storage for Concentrated Solar Power Plants. Article 5, 473-503. Luigi Cirocco 2014.CHALLENGES.
- 34) Mafrica. Procesado de Carne. Caso de Éxito. AIGUASOL.

- 35) Red de Distrito Parc BIT – UIB. SAMPOL.
- 36) Energía Solar Termoeléctrica. Máster Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica. María José Montes Pita. 2015. Universidad Politécnica de Madrid.
- 37) Advantages of Linear Fresnel Collectors for Solar Cooling Applications. (Fraunhofer ISE Workshop: Chances and Potentials for Medium Scale Solar thermal Power Using Combined Heating, Cooling and Power). Mirrox GmbH.
- 38) Fresnel CSP Technology. State of the Art and Market Overview. Project DKTI-CSP, PN 2011.9781.3-001. Andreas Häberle. PSE AG.
- 39) Example of concentrated solar systems (PTC) in the dairy industry in Switzerland (SHC Workshop on Solar Process Heat for Industry), 15 March 2013. NEP Solar.
- 40) Optical and thermal characterization procedure for a variable geometry concentrator: A standard approach. Fabienne Sallaberry. Renewable Energy 68 (2014) 842e852.
- 41) Combined Solar and Pellets Heating Systems. Study of Energy Use and Co-Emissions. Frank Fieder 2006. Mararladen University.
- 42) Solar Thermal Cooling and Steam. Commercial Applications. Febrero 2010. Ferrostal.
- 43) Intercambiadores de calor a placas con juntas. Mayo 2007. INDELCASA.
- 44) Prototipo de campo de colectores solares cilindro-parabólicos para generación de calor a alta temperatura. Proyecto Fin de Carrera Emilio Balado. Marzo 2011. Universidad Carlos III.
- 45) Diseño de Captador Solar Cilíndrico Parabólico para Aplicaciones Rurales en Paraguay. Proyecto Fin de Carrera Carmen Paredes. Septiembre 2012. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas.
- 46) Almacenamiento Térmico en Aplicaciones Solares de Concentración de Alta Temperatura. Proyecto Fin de Carrera David Almagro. Febrero 2012. Universidad de Sevilla.
- 47) The Potential of Fresnel Reflectors for Process Heat Generation in the MENA Region, Martin Haager Master Thesis. February 2012. University of Kassel and University of Cairo.
- 48) Thermal Performance of Concentrating Tracking Solar Collectors. Bengt Perers. DTU Civil Engineering Report R-292 (UK). August 2013.
- 49) Integración de Sistemas de Refrigeración Solar en Redes de Distrito de Frío y de Calor. Tesis Doctoral Jesús López Villada. Tarragona 2010. Universitat Rovira.
- 50) Estimating RHC Energy Cost. Deliverable 3.1. Technical Report on the Elaboration of a Cost Estimation Methodology. October 2014. ECLAREON.
- 51) El Acero en la Construcción (Generalidades, designación y tipos). Asociación para la Promoción Técnica del Acero (APTA).

- 52) Datos Meteorológicos de las provincias españolas. CALENER. Documentos reconocidos Calificación Energética en Edificios.
- 53) Intercambiadores de calor de placas. Rafael Ros Urigüen. Febrero 2013. Sedical S.A.
- 54) Sistemas de intercambiadores de placas para procesos, recuperación de energía agua/agua y ACS. Sedical S.A.
- 55) Construction and Improvement of a Scheffler Reflector and Thermal Storage Device. Jason Rapp, Dr. Peter Schwartz. November 2010. Cal Poly Physics.
- 56) Case Study: Arun Solar Concentrator System at Mahanand & Chitale Dairy. Jan-Dec 2012. SOLARPOWER.
- 57) Heat Loss Testing of Schott's 2008 PTR70 Parabolic Trough Receiver. F. Burkholder and C. Kutscher. Technical Report NREL/TP-550-45633. May 2009. NREL.

# 14 Índice de figuras

Figura 1: Mapa de la irradiación global media de Europa (kWh/m <sup>2</sup> ·día) en el que se han representado de forma esquemática las mayores redes de calefacción con energía solar según el inventario de SDH. (Fuente: Atlas radiación AEMET).....	14
Figura 2: Irradiancia global media en Europa (1983-2005). (Fuente: Atlas radiación AEMET).....	15
Figura 3: Distribución geográfica de las redes de climatización en España. Izquierda: % número total de redes. Derecha: % potencia instalada. (Fuente: ADHAC) .....	16
Figura 4: Fotografías de la red de climatización ParcBit. (Fuente: SAMPOL) .....	17
Figura 5: Demanda energética y aporte de energía solar a la red de Torrelago. (Fuente: SDHC-IEE) .....	18
Figura 6: Demanda energética y aporte de energía solar a la red de Río Vena. (SDHC-IEE) .....	19
Figura 7: Rendimiento energético del sistema de acumulación (MWh). (Fuente: SDHC-IEE) .....	20
Figura 8: Red de Tårs, Dinamarca. (Fuente: Aalborg CSP) .....	22
Figura 9: Forli. (Fuente: QualEnergia.it – Rinnovabili).....	23
Figura 10: Forli. (Fuente: QualEnergia.it – Rinnovabili).....	23
Figura 11: Red de Thisted. (Fuente: Solarthermalworld).....	24
Figura 12: Red de Thisted. (Fuente: Aalborg CSP).....	24
Figura 13: Red de Jordania. (Fuente: Solarthermalworld).....	25
Figura 14: Instalación de Qatar. (Fuente: Solarthermalworld) .....	26
Figura 15: Red de Johannesburgo. (Fuente: CSP-World ).....	27
Figura 16: Instalaciones de climatización con tecnología de concentración en España. (IDAE).....	28
Figura 17: Irradiación directa media kWh/m <sup>2</sup> ·día (1983-2005). (Fuente: Atlas de radiación solar AEMET 2012) .....	36
Figura 18: Mapa de ubicación de los proyectos termosolares en España. (Fuente: Protermosolar. La Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica).....	37

Figura 19: Perfil de demanda complementaria (no se simultanean las demandas).....	47
Figura 20: Demanda combinada (se simultanea solo durante algunos periodos de tiempo) .....	48
Figura 21: Perfil de demanda simultánea (se simultanea durante todo el año) .....	48
Figura 22: Demanda de calor, demanda de frío y demanda total de calor equivalente ....	49
Figura 23: Demanda energética de una red de calor, frío y ACS y el aporte de energía solar de una instalación diseñada únicamente para cubrir la demanda de ACS. Se ha considerado el perfil de irradiación solar de Jaén para calcular la producción solar.....	50
Figura 24: Demanda energética de una red de calor, frío y ACS y el aporte de energía solar de una instalación con almacenamiento estacional diseñada para cubrir la demanda de ACS y de calefacción. Se ha considerado el perfil de irradiación solar de Jaén para calcular la producción solar .....	51
Figura 25: Demanda energética de una red de calor, frío y ACS y el aporte de energía solar de una instalación con almacenamiento estacional diseñada para cubrir la demanda de ACS y de calefacción. Se ha considerado el perfil de irradiación solar de Jaén para calcular la producción solar .....	52
Figura 26: Demanda energética de una red de calor, frío y ACS y el aporte de energía solar de una instalación diseñada para cubrir la demanda de calor equivalente de la red. Se ha considerado el perfil de irradiación solar de Jaén para calcular la producción solar y un COP de las máquinas de absorción para la producción de frío de 0,6. ....	53
Figura 27: Producción de energía eléctrica termosolar. (Fuente: PROTERMOSOLAR)...	55
Figura 28: Irradiación solar en Jaén. (Fuente: Atlas de radiación AEMET) .....	55
Figura 29: Definición de las componentes del ángulo de incidencia, transversal y longitudinal. (Fuente: Fabienne Sallaberry 2014. Renewable Energy Journal) .....	58
Figura 30: Curva de rendimiento de varios captadores solares (Irradiancia: 1.000 W/m <sup>2</sup> ;59	
Figura 31: Influencia de la temperatura de operación de una red en el rendimiento de los captadores. (Fuente: SDHC Guidelines).....	60
Figura 32: Colectores solares cilindro parabólicos. (Fuente: ABSOLICON) .....	62
Figura 33: Colectores solares cilindro parabólicos. (Fuente: SOLTIGUA).....	63
Figura 34: Captador cilindro parabólico modular de EMANSolar. (Fuente: EMANSolar) ...	64
Figura 35: Campo de captadores cilindro parabólicos. Tecnología EMANSolar (Fuente: EMANSolar) .....	64
Figura 36: Colector de Fresnel. (Fuente: SOLTIGUA) .....	65

Figura 37: Esquema de un campo de CCLF con filas de receptores orientadas a distintos receptores para minimizar sombras y bloqueos. (Fuente: Estudio de potencial de energía solar termoeléctrica IDAE) .....	66
Figura 38: Sistema lineal Fresnel. Panel CSP (Concentrated Solar Power) de Fresnex. (Fuente: Fresnex GmbH) .....	67
Figura 39: a) Parábola con alto ratio F/W que enfoca los rayos solares con incidencia normal sobre el receptor y b) misma parábola con alto ratio F/W, enfocando los rayos solares sobre el receptor con un ángulo de incidencia de $\theta T=30^\circ$ . (Fuente: Fabienne Sallaberry 2014. Renewable Energy Journal) .....	68
Figura 40: Colector solar de concentración de espejos fijos. Se muestra la posición anual y diaria del receptor. (Fuente: Fabienne Sallaberry 2014. Renewable Energy Journal) ...	69
Figura 41: Colector CCStar. Instalación del Instituto del Corcho en Mérida. (Fuente: TSC) .....	69
Figura 42: Imagen en 3D del modelo CCStar donde se muestran sus principales elementos. (Fuente: Fabienne Sallaberry 2014. Renewable Energy Journal) .....	70
Figura 43: Captador de ultra alto vacío – UHV. (Fuente: SRB) .....	71
Figura 44: Sistema de aire acondicionado con discos parabólicos tipo Scheffler en India. (Fuente: Solarthermalworld) .....	72
Figura 45: Discos Arun. (Fuente: SOLARPOWER - izquierda; Solarthermalworld – derecha) .....	72
Figura 46: Curvas de ejemplo del coeficiente de rendimiento COP para diferentes tecnologías enfriadoras de absorción y la curva límite para un proceso ideal. Las curvas se muestran en función de la temperatura operativa y para un nivel de temperatura constante de agua enfriada y refrigerante. (Fuente: Evaluación del potencial de Climatización con energía solar térmica. IDAE) .....	75
Figura 47: Curvas típicas de eficiencia de captadores estacionarios, calculadas desde parámetros relativos al área de apertura de los captadores. Las curvas están trazadas para temperatura ambiente de 25°C y nivel de irradiancia 800 W/m <sup>2</sup> . (Fuente: Evaluación del potencial de Climatización con energía solar térmica. IDAE) .....	75
Figura 48: Posibles orientaciones del eje de giro de un colector. La figura de la izquierda corresponde a una orientación N-S y la de la derecha a una orientación E-O. (Fuente: CIEMAT).....	76
Figura 49: Trayectoria solar en latitud 40°. Altura solar máxima y mínima de 73,5 y 26,5° respectivamente. (Fuente: CENSOLAR Programa CENSOL 5).....	77
Figura 50: Esquema de incidencia de la irradiación solar en el extremo del colector .....	78

Figura 51: Diferentes opciones en el diseño de tuberías para compensar sus expansiones térmicas longitudinales: .....	88
Figura 52: Regulación por variación del régimen de giro de la bomba. (Fuente: IDAE-Guía técnica selección de equipos de transporte de fluidos. Bombas y ventiladores) .....	90
Figura 53: Conexiones del sistema solar a la red de calor. A la izquierda; en paralelo a la red de calor. A la derecha; al retorno. ....	91
Figura 54: Disminución de la eficiencia de un colector solar en función de la temperatura de trabajo. $T_1$ y $T_2$ son las temperaturas del circuito primario y secundario respectivamente. (Fuente: SDH Guidelines) .....	92
Figura 55: Influencia del intercambiador de calor en el rendimiento de dos colectores solares, uno de alta eficiencia (línea verde) y otro de media eficiencia (línea roja). $T_1$ y $T_2$ son las temperaturas del circuito primario y secundario respectivamente. (Fuente: IDAE) .....	93
Figura 56: Factor de intercambio de calor $F''$ en función de varios valores del parámetro UA. (Fuente: SDH Guidelines - PlanEnergí).....	94
Figura 57: Intercambiador de placas desmontable. (Fuente SEDICAL) .....	95
Figura 58: Conexión multipaso hidráulico del intercambiador de placas. (Fuente: Sedical) .....	96
Figura 59: Intercambiador de placas termosoldado. (Fuente SEDICAL) .....	96
Figura 60: Intercambiador de calor Tubular. (Fuente: COMEVAL-PILAN) .....	97
<i>Figura 61: Recorrido de la red de referencia. (Fuente: Presentación pública de la red) ...</i>	<i>99</i>
Figura 61: Esquema de principio de la red de referencia. (Fuente: Presentación pública) .....	100
Figura 73: Demanda anual estimada de calor.....	107
Figura 74: Demanda anual estimada del calor equivalente a la demanda de frío.....	107
Figura 75: Combinación de las demandas anuales estimadas de calor y frío equivalente .....	108
Figura 76: Demanda anual estimada de calor total.....	108
Figura 77: Perfil de demanda correspondiente a la primera semana de enero .....	109
Figura 78: Perfil de demanda correspondiente a la tercera semana de agosto.....	109
Figura 69: Perfil de demanda correspondiente al día 14 de agosto .....	110



Figura 70: Perfil de demanda correspondiente al día 1 de enero .....	110
Figura 81: Curvas de rendimiento promedio de los grupos CCP ( $G_D = 1.000 \text{ W/m}^2$ ; $T_{amb} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ ) .....	117
Figura 82: Curvas de rendimiento promedio de los grupos LFC ( $G_D = 1.000 \text{ W/m}^2$ ; $T_{amb} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ ) .....	118
Figura 83: Curva de rendimiento del colector promedio de espejos fijos (Irradiación directa = $1.000 \text{ W/m}^2$ ; temperatura ambiente = $20 \text{ }^\circ\text{C}$ ) .....	119
Figura 84: Curvas de rendimiento de los colectores promedio CCP, LFC y FMCL objeto del estudio ( $G_D = 1.000 \text{ W/m}^2$ ; $T_{amb} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ ) .....	120
Figura 85: Seguimiento de un colector solar cuyo eje está orientado en la dirección Norte-Sur. (Fuente: Process Heat Collectors. Task 33) .....	123
Figura 86: Fotografía de la parcela elegida para la ubicación del campo solar. Superficie limitada por la línea roja ~ $12.500 \text{ m}^2$ . (Fuente: Google Earth).....	126
Figura 87: Fotografía de la parcela elegida para la ubicación del campo solar. Superficie limitada por la línea verde ~ $10.200 \text{ m}^2$ . (Fuente: Google Earth).....	126
Figura 88: Pérdidas de calor por km de distancia entre el campo de colectores y el punto de conexión a la red en función de la energía entregada por el colector para diferentes áreas (se consideran $3,5 \text{ m}^2$ de terreno por cada $\text{m}^2$ de superficie de colector). (Fuente: Solar district heating guidelines - PlanEnergi).....	128
Figura 89: Edificios que generan sombras en la parcela estimada para los captadores y ubicación del punto de máximo sombreado. (Fuente: Google Earth) .....	129
Figura 90: Pérdidas por obstáculos sobre la parcela de la red propuesta para la instalación de los captadores solares. Cálculo realizado con el programa CENSOL 5.0131	
Figura 91: Instalación Fresnel de Mafrica. Superficie limitada por la línea roja ~ $7.200 \text{ m}^2$ . (Fuente Google Earth) .....	132
Figura 92: Fotografía de la instalación Fresnel de Qatar. Superficie limitada por la línea roja ~ $3.500 \text{ m}^2$ (Fuente: Google Earth) .....	133
Figura 93: Instalación Fresnel de MTN en Sudáfrica. Superficie limitada por la línea roja ~ $1.100 \text{ m}^2$ . (Fuente: Google Earth).....	133
Figura 84: Fotografía de la instalación de paneles de Tras, Dinamarca. Año 2012. Superficie limitada por la línea roja ~ $4.600 \text{ m}^2$ . (Fuente: Google Earth) .....	134
Figura 85: Instalación de Tars, Dinamarca. Año 2014. Se observa el campo de CCP totalmente finalizado mientras que la parte de espejos planos está siendo construida. (Fuente Google Maps) .....	134

Figura 86: Captador de espejos fijos con seguimiento (FMCL) del Instituto del corcho en Mérida. (Fuente: Google Earth) .....	134
Figura 97: Sombreamientos entre filas de colectores. (Fuente: UPM). .....	135
Figura 98: Distancias recomendadas para captadores Fresnel. $l_3$ y $l_4$ miden 1 m más que $l_1$ y $l_2$ respectivamente. (Fuente: SOLTIGUA) .....	135
Figura 99: Distancias recomendadas para captadores cilindro parabólicos. $l_3$ miden 1 m más que $l_1$ , $l_4$ es el doble de $l_2$ . (Fuente SOLTIGUA).....	136
Figura 100: Irradiación solar directa, difusa y global en cada comunidad autónoma. (Fuente: Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT, AEMET).....	139
Figura 101: Perfil de demanda anual de la red. Demanda de calor, de frío, de calor equivalente y producción total solar .....	141
Figura 102: Aproximación del ratio óptimo entre el volumen de almacenamiento y la superficie de colectores. (Fuente: SDH Guidelines).....	143
Figura 103: Depósitos para acumulación centralizada de agua caliente para utilización en circuitos de distribución para calefacción y producción de agua caliente sanitaria. (Fuente LAPESA) .....	145
Figura 104: Circuito primario, circuito secundario y circuito de aporte solar de la instalación. (Fuente: POLYSUN) .....	147
Figura 105: Conexión en baterías en horizontal (esquema derecha) y conexión de baterías en vertical (esquema izquierda) .....	151
Figura 106: Conexión horizontal de una instalación de CCP de 8 baterías de 2 captadores cada una.....	152
Figura 107: Conexión vertical de una instalación de CCP de 8 baterías de 2 captadores cada una.....	154
Figura 108: Instalación de 46 colectores CCP agrupados en baterías de 2 colectores en serie con una conexión horizontal.....	157
Figura 99: Instalación de 20 colectores LFC agrupados en baterías de 2 colectores en serie con una conexión horizontal.....	159
Figura 110: Bombas del circuito 1º, 2º y de red de la instalación solar. (Fuente: POLYSUN) .....	162
Figura 111: Programa de cálculo de bombas. (Fuente: Sedical).....	163
Figura 112: Programa de cálculo de bombas. (Fuente: Sedical).....	164

Figura 113: Curvas de funcionamiento de la bomba, de la instalación, del NPSH y de la potencia en el eje obtenidas con el programa de cálculo de bombas. (Fuente: Sedical)	164
Figura 114: Intercambiador de placas termosoldadas UFPB. (Fuente: Sedical)	167
Figura 115: Programa de cálculo de intercambiadores de placas. (Fuente: Sedical)	168
Figura 116: Esquema completo de la red de referencia. (Fuente: POLYSUN)	177
Figura 117: Esquema simplificado de la red de referencia con etiquetas de elementos. (POLYSUN)	178
Figura 118: Parámetros que definen el sistema de captación. (Fuente: POLYSUN)	179
Figura 119: Parámetros que definen las tuberías. (Fuente: POLYSUN)	180
Figura 120: Parámetros que definen las calderas. (Fuente: POLYSUN)	181
Figura 121: Parámetros que definen los depósitos. (Fuente: POLYSUN)	181
Figura 122: Parámetros que definen los intercambiadores de calor. (Fuente: POLYSUN)	182
Figura 123. Fracción solar anual en función del ratio de acumulación. CCP	185
Figura 124. Fracción solar anual en función del ratio de acumulación. LFC	186
Figura 125: Fracción solar anual en función del ratio de acumulación. FMCL	186
Figura 126. Ratio de producción anual en función del ratio de acumulación. CCP	187
Figura 127. Ratio de producción anual en función del ratio de acumulación. LFC	188
Figura 128: Ratio de producción anual en función del ratio de acumulación. FMCL	188
Figura 129. Fracción solar en función de la superficie de apertura ( $S_{ap}$ ). CCP	189
Figura 130. Fracción solar en función de la superficie de apertura ( $S_{ap}$ ). LFC	190
Figura 131: Fracción solar en función de la superficie de apertura ( $S_{ap}$ ). FMCL	190
Figura 132. Ratio de producción en función de la superficie de apertura ( $S_{ap}$ ). CCP	191
Figura 133. Ratio de producción en función de la superficie de apertura ( $S_{ap}$ ). LFC	192
Figura 134: Ratio de producción en función de la superficie de apertura ( $S_{ap}$ ). FMCL	192
Figura 135: Perfil de demanda, producción solar y fracción solar de la instalación de 2.000 m <sup>2</sup> de Fresnel y ratio de acumulación de 50 l/m <sup>2</sup>	199

Figura 136: Comportamiento del sistema durante el día 13 de febrero. (Fuente: POLYSUN) .....	200
Figura 137: Comportamiento del sistema durante el día 14 de marzo. (Fuente: POLYSUN) .....	201
Figura 138: Comportamiento del sistema durante el día 18 de julio. (Fuente: POLYSUN) .....	203
Figura 139: Aproximación del precio de una instalación solar de colectores planos por m <sup>2</sup> de superficie de colector, incluyendo instalación, tuberías, intercambiador de calor, etc. (excluye el almacenamiento y VAT). (Fuente: Solar district heating guidelines - PlanEnergi) .....	205
Figura 140: Distribución de costes de una instalación solar (excluyendo tanque de acumulación). (Fuente: Solar district heating guidelines - PlanEnergi) .....	206
Figura 141: Aproximación de los costes de mantenimiento de una instalación solar térmica (Fuente: IDAE) .....	211
Figura 142: Variación del Índice de Precios de la Electricidad durante los años 2014 y 2015. (Fuente: INE) .....	218
Figura 143: Comparación del coste variable nivelado de la biomasa frente al LCoHC de cada solución propuesta para los tres escenarios del IPB descritos en la Tabla 97. ....	234
Figura 144: Comparación del coste variable de generación de energía útil de la biomasa frente al precio de venta de la energía solar de una ESE bajo los tres escenarios del IPCs descritos en la Tabla 100 .....	237
Figura 145: Comparación del coste variable de generación de energía útil con biomasa frente al precio de venta de la energía solar de una ESE bajo los tres escenarios descritos en la Tabla 103 .....	239
Figura 146: Instalación propuesta de colectores de Fresnel. (Fuente: SketchUp) .....	242
Figura 147: Instalación propuesta de colectores cilindro-parabólicos. (Fuente: SketchUp) .....	244
Figura 148: Instalación de colectores CCP. (Fuente: SketchUp) .....	259

# 15 Índice de tablas

Tabla 1: Información general sobre la ubicación propuesta para la instalación solar .....	8
Tabla 2: Ficha de la instalación propuesta de colectores lineales de Fresnel. Demanda diseño.....	9
Tabla 3: Ficha de la instalación propuesta de colectores cilindro parabólicos. Demanda inicial. ....	10
Tabla 4: Mayores plantas solares de Europa en redes de calefacción. (Fuente: Inventario del proyecto SDH) .....	13
Tabla 5: Distribución de potencias de redes de climatización en función de su aplicación. (Fuente: ADHAC).....	15
Tabla 6: Distribución de redes por fuentes energéticas de suministro. (Fuente: ADHAC)	16
Tabla 7: Redes de climatización con colectores solares de concentración. (Fuente: IDAE) .....	21
Tabla 8: Instalaciones de climatización con tecnología de concentración en España. (Fuente: Grupo Media Temperatura – Plataforma SOLAR CONCENTRA) .....	28
Tabla 9: Redes españolas (biomasa) subvencionadas por programas de ayuda. (Fuente: IDAE).....	32
Tabla 10: Expectativa de rentabilidad por parte de inversores industriales (periodo de retorno esperado) según el estudio “Evaluación del potencial de energía solar térmica en el sector industrial”. (Fuente: IDAE) .....	35
Tabla 11: Barreras y puntos a favor de las tecnologías solares de concentración para aplicaciones térmicas .....	41
Tabla 12: Barreras y puntos a favor de las tecnologías solares de concentración para aplicaciones térmicas (continuación) .....	42
Tabla 13: Demandas típicas según tipología de edificio. (Fuente: Guía Integral de Redes DHC) .....	46
Tabla 14: Datos de irradiación solar global, directa y difusa de Jaén. (Fuente: Atlas de radiación AEMET).....	56
Tabla 15: Ratios de irradiación directa máxima/mínima mensual. (Fuente: Atlas de radiación AEMET).....	56

Tabla 16: Datos de los captadores de mejor tecnología disponible (MTD): Curva de rendimiento.....	59
Tabla 17: Comparación de las tecnologías solares de concentración consideradas en el estudio.....	73
Tabla 18: Características principales de las actuales enfriadoras térmicas del mercado. (Fuente: AIGUASOL S.C.C.L.).....	74
Tabla 19: Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurre por el exterior de edificios. (Fuente: RITE) .....	86
Tabla 20: Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurre por el interior de edificios. (Fuente: RITE) .....	87
Tabla 21: Expansión térmica de diferentes materiales. (Fuente: SDH Guidelines).....	88
Tabla 22: Edificios abastecidos por la red de referencia .....	99
Tabla 23: Tabla resumen de las características de la red de referencia.....	102
Tabla 24: Tabla resumen de la demanda a abastecer de la red de referencia .....	103
Tabla 25: Horario de funcionamiento estimado de la red .....	105
Tabla 26: Condiciones interiores de diseño. (Fuente: RITE) .....	105
Tabla 27: Cálculo de la demanda estimada de la red .....	106
Tabla 28: Comparación de la demanda de diseño de la red con la demanda teórica inicial. ....	113
Tabla 29: Parámetros de rendimiento de varios captadores promedio calculados. CCP116	
Tabla 30: Parámetros de rendimiento de varios captadores promedio calculados Fresnel .....	118
Tabla 31: Parámetros de rendimiento del captador de espejos fijos .....	119
Tabla 32: Especificaciones técnicas del captador cilindro parabólico utilizado para las simulaciones.....	121
Tabla 33: Especificaciones técnicas del captador Fresnel utilizado para las simulaciones .....	121
Tabla 34: Especificaciones técnicas del captador de espejos fijos utilizado para las simulaciones.....	122
Tabla 35: Relación entre la superficie y el volumen de diferentes secciones de tuberías .....	128

Tabla 36: Ángulos de elevación y azimut de los dos edificios que generan sombras sobre la parcela estimada para los captadores, calculados desde el punto norte de dicha parcela.....	130
Tabla 37: Valores del parámetro k para diferentes latitudes. (Fuente: IDAE) .....	137
Tabla 38: Valores límite de superficie de captación en función del tipo de captadores ..	138
Tabla 39: Superficies de apertura reales consideradas para las simulaciones en función de las dimensiones físicas de cada uno de los captadores.....	140
Tabla 40: Límites para el ratio volumen/superficie utilizados .....	145
Tabla 41: Superficie apertura y caudales que circulan por cada colector MTD definido en el estudio .....	148
Tabla 42: Nº de baterías, colectores, superficie y caudal para la instalación de CCP a simular.....	148
Tabla 43: Nº de baterías, colectores, superficie y caudal para la instalación de LFC a simular.....	148
Tabla 44: Nº de baterías, colectores, superficie y caudal para la instalación de FMCL a simular.....	149
Tabla 45: Relación entre el caudal y la sección de tubería necesaria para asegurar una velocidad del fluido inferior a 1 m/s. Conexión horizontal.....	153
Tabla 46: Longitud necesaria de cada tipo de tubería en función de su sección. Conexión horizontal.....	153
Tabla 47: Relación entre el caudal y la sección de tubería necesaria para asegurar una velocidad del fluido inferior a 1 m/s. Conexión vertical.....	154
Tabla 48: Longitud necesaria de cada tipo de tubería en función de su sección. Conexión vertical.....	155
Tabla 49: Pérdidas de carga de las tuberías del circuito primario expresadas por tramos de tubería de una instalación de 46 colectores CCP conectados horizontalmente.....	157
Tabla 50: Pérdidas de carga adicionales del circuito primario de una instalación de 46 colectores CCP conectados horizontalmente.....	158
Tabla 51: Pérdidas de carga del circuito secundario de una instalación de 46 colectores CCP conectados horizontalmente.....	158
Tabla 52: Pérdidas de carga de las tuberías del circuito primario expresadas por tramos de tubería de una instalación de 20 colectores LFC conectados horizontalmente .....	160

Tabla 53: Pérdidas de carga adicionales del circuito primario de una instalación de 20 colectores LFC conectados horizontalmente .....	160
Tabla 54: Pérdidas de carga del circuito secundario de una instalación de 20 colectores LFC conectados horizontalmente .....	161
Tabla 55: Características de tubería de acero al carbono para circuitos hidráulicos. (Fuente: Suministros Peñaranda S.A.; Tabla original en inglés) .....	161
Tabla 56: Temperaturas medias de trabajo de las bombas de la instalación .....	163
Tabla 57: Volumen de los vasos de expansión del circuito primario en función de la superficie de captadores.....	165
Tabla 58: Volumen de los vasos de expansión del circuito primario en función de la superficie de captadores.....	166
Tabla 59: Volumen de los vasos de expansión del circuito secundario en función de la superficie de captadores.....	166
Tabla 60: Temperaturas de entrada y salida de los circuitos de la instalación .....	168
Tabla 61: Casos de estudio considerando todas las combinaciones de las variables mencionadas anteriormente .....	169
Tabla 62: Tabla resumen de las características de diversos software de simulación .....	173
Tabla 63: Casos a simular de colectores cilindro parabólicos (CCP) .....	174
Tabla 64: Casos a simular de colectores lineales de Fresnel (LFC).....	174
Tabla 65: Casos a simular de colectores de espejos fijos (FMCL) .....	175
Tabla 66: Determinación del caudal del circuito de aporte .....	176
Tabla 67. Resultados de FS y RP obtenidos para los casos simulados de CCP .....	184
Tabla 68. Resultados de FS y RP obtenidos para los casos simulados de FMCL.....	184
Tabla 69. Resultados de FS y RP obtenidos para los casos simulados de LFC .....	185
Tabla 70. Relación entre la fracción solar (FS) y el ratio de producción (RP) con la superficie de apertura ( $S_{ap}$ ) y el ratio de acumulación (RA).....	193
Tabla 71. Aplicación de criterios técnicos sobre la fracción solar. CCP .....	194
Tabla 72. Aplicación de criterios técnicos sobre el ratio de producción. CCP .....	195
Tabla 73. Aplicación de criterios técnicos sobre la fracción solar. LFC .....	195



Tabla 74. Aplicación de criterios técnicos sobre el ratio de producción. LFC. ....	196
Tabla 75: Aplicación de criterios técnicos sobre la fracción solar. FMCL .....	196
Tabla 76: Aplicación de criterios técnicos sobre el ratio de producción. FMCL .....	197
Tabla 77. Instalaciones que cumplen los criterios técnicos .....	198
Tabla 78: Factores de escala aplicados al coste de inversión de una instalación solar de captador plano en función de la superficie de captación. ....	205
Tabla 79: Nomenclatura de la ecuación para el cálculo del LCoHC .....	207
Tabla 80: Resumen del coste por m <sup>2</sup> de superficie de captación para las tres tecnologías de concentración .....	209
Tabla 81: Costes de mantenimiento de una instalación solar térmica. (Fuente: IDAE) ..	211
Tabla 82: Resumen de costes anuales de alquiler del terreno para cada instalación propuesta, suponiendo que el coste por m <sup>2</sup> es de 3 €/m <sup>2</sup> .....	213
Tabla 83: Nº horas de funcionamiento de las bombas de cada instalación. (Fuente: POLYSUN) .....	214
Tabla 84: Potencia de las bombas de las instalaciones CCP .....	214
Tabla 85: Potencia de las bombas de las instalaciones LFC .....	214
Tabla 86: Coste de suministro de energía para calefacción y refrigeración con biomasa. (Fuente: IDAE “Biomasa Climatización”).....	216
Tabla 87: Índice precio hueso de aceituna 2015 (trimestral y anual). (Fuente: AVEBIOM) .....	217
Tabla 88: Desglose de los parámetros de partida para el análisis económico .....	221
Tabla 89: Resultados del análisis económico de las 9 instalaciones evaluadas para el caso de un usuario .....	222
Tabla 90: Resultados del análisis económico de las 9 instalaciones evaluadas para el caso de una ESE .....	223
Tabla 91: Criterios de selección de las instalaciones más rentables .....	225
Tabla 92: Instalaciones seleccionadas tras el análisis económico para su implantación en la red – Resultados económicos usuario final .....	226
Tabla 93: Instalaciones seleccionadas tras el análisis económico para su implantación en la red. Resultados económicos ESE .....	226

Tabla 94: Escenarios económico-financieros definidos para evaluar la influencia de la aportación de fondos ajenos en la rentabilidad de las soluciones propuestas.....	229
Tabla 95: Evaluación de la rentabilidad de la instalación propuesta de LFC bajo los 4 escenarios económico-financieros definidos en la Tabla 94. Análisis para el usuario final y para la ESE .....	230
Tabla 96: Evaluación de la rentabilidad de la instalación propuesta de CCP bajo los 4 escenarios económico-financieros definidos en la Tabla 94. Análisis para el usuario final y para la ESE .....	230
Tabla 97: Resumen de los escenarios definidos para evaluar la influencia del precio de la biomasa en la rentabilidad de las soluciones propuestas.....	232
Tabla 98: Evaluación de la rentabilidad de la instalación propuesta de LFC bajo los 3 escenarios del precio de la biomasa definidos en la Tabla 97.....	232
Tabla 99: Evaluación de la rentabilidad de la instalación propuesta de CCP bajo los 3 escenarios del precio de la biomasa definidos en la Tabla 97 y la Tabla 94 .....	233
Tabla 100: Resumen de los escenarios definidos para evaluar la influencia del IPCs en la rentabilidad de las soluciones propuestas para una ESE.....	236
Tabla 101: Evaluación de la rentabilidad de la instalación propuesta de LFC bajo los 3 escenarios del precio de venta de la energía solar definidos en la Tabla 100.....	236
Tabla 102: Evaluación de la rentabilidad de la instalación propuesta de CCP bajo los 3 escenarios del precio de venta de la energía solar definidos en la Tabla 100.....	236
Tabla 103: Resumen de los escenarios definidos para evaluar la influencia de modificaciones del precio de venta del calor solar en la rentabilidad para una ESE .....	238
Tabla 104: Evaluación de la rentabilidad de la instalación propuesta de LFC bajo los 3 escenarios del precio de venta de la energía solar definidos en la Tabla 103.....	240
Tabla 105: Información general sobre la ubicación propuesta para la instalación solar .	241
Tabla 106: Ficha descriptiva de la instalación propuesta de LFC.....	242
Tabla 107: Rentabilidad de la instalación propuesta de LFC .....	243
Tabla 108: Producción y fracción solar de la instalación propuesta de LFC.....	243
Tabla 109: Ficha descriptiva de la instalación propuesta de CCP.....	244
Tabla 110: Rentabilidad de la instalación propuesta de CCP.....	245
Tabla 111: Producción y fracción solar de la instalación propuesta de CCP.....	245

Tabla 112: Comparación del caudal máximo y medio bajo condiciones iniciales y de diseño de la red .....	247
Tabla 113: Casos a simular de LFC.....	248
Tabla 114: Casos a simular de CCP .....	248
Tabla 115. Resultados de FS y RP obtenidos para los casos simulados de LFC .....	248
Tabla 116. Resultados de FS y RP obtenidos para los casos simulados de CCP .....	249
Tabla 117. Aplicación de criterios técnicos sobre la fracción solar. LFC. ....	249
Tabla 118. Aplicación de criterios técnicos sobre el ratio de producción. LFC. ....	249
Tabla 119. Aplicación de criterios técnicos sobre la fracción solar. CCP .....	250
Tabla 120. Aplicación de criterios técnicos sobre el ratio de producción. CCP .....	250
Tabla 121. Instalaciones que cumplen los criterios técnicos bajo las condiciones de demanda inicial estimada .....	251
Tabla 122: Resultados del análisis económico de las 9 instalaciones evaluadas para el caso de un usuario. Demanda inicial estimada .....	253
Tabla 123: Resultados del análisis económico de las 9 instalaciones evaluadas para el caso de una ESE. Demanda inicial estimada.....	254
Tabla 124: Instalaciones seleccionadas tras el análisis económico para su implantación en la red. Demanda inicial - Resultados económicos usuario final.....	255
Tabla 125: Instalaciones seleccionadas tras el análisis económico para su implantación en la red. Demanda inicial - Resultados económicos ESE.....	255
Tabla 126: Ratio de producción (kWh/m <sup>2</sup> ) de las instalaciones de CCP (caso 3) y LFC (caso 8) propuestas para cubrir la demanda inicial estimada.....	256
Tabla 127: Ratio de producción (kWh/m <sup>2</sup> ) de las instalaciones de CCP (caso 4) y LFC (caso 8) propuestas para cubrir la demanda diseño .....	257
Tabla 128: Ficha descriptiva de la instalación de CCP (caso 3).....	257
Tabla 129: Rentabilidad de la instalación de CCP (caso 3).....	258
Tabla 130: Producción y fracción solar de la instalación de CCP.....	258
Tabla 131: Ficha descriptiva de la instalación de LFC (caso 8).....	259
Tabla 132: Rentabilidad de la instalación de LFC (caso 8) .....	260

Tabla 133: Producción y fracción solar de la instalación de LFC (caso 8).....	260
Tabla 134: Instalación de colectores LFC. (Fuente: SketchUp).....	261
Tabla 135: Lista de fabricantes de captadores solares de concentración contactados en el estudio.....	288
Tabla 136: Más fabricantes de captadores solares de concentración .....	289
Tabla 137: Ficha resumen de las características del software POLYSUN .....	290
Tabla 138: Ficha resumen de las características del software SICAR .....	291
Tabla 139: Ficha resumen de las características del software FREEGRENIUS.....	292
Tabla 140: Ficha resumen de las características del software FREEGRENIUS (continuación) .....	293
Tabla 141: Ficha resumen de las características del software OPENMODELICA.....	294
Tabla 142: Otros programas de simulación.....	295
Tabla 143 . Entradas, variables auxiliares y salidas de la regulación de la instalación solar en POLYSUN .....	296
Tabla 144. Estados operativos de la regulación de la instalación solar en POLYSUN ...	297
Tabla 145. Entradas y salidas de la regulación de la válvula de mezcla en POLYSUN..	298
Tabla 146. Entradas, variables auxiliares y salidas de la regulación del sistema de aporte al solar en POLYSUN .....	298
Tabla 147. Estados operativos de la regulación del sistema de aporte al solar en POLYSUN .....	299
Tabla 148. Entradas, variables auxiliares y salidas de la regulación de la caldera de biomasa en POLYSUN .....	300
Tabla 149. Estados operativos de la regulación de la caldera de biomasa en POLYSUN .....	300
Tabla 150. Entradas y salidas de la regulación del absorbedor de energía (Red) en POLYSUN .....	301
Tabla 151: Cuantía de las ayudas del programa PAREER-CRECE en función de la tipología de actuación y su coste elegible correspondiente. (Fuente: IDAE) .....	303
Tabla 152: Valores de ayuda adicional PARRER-CRECE. (Fuente: IDAE).....	305

Tabla 153: Porcentaje de confinación de los fondos FEDER 2014-2020 por CCAA. (Fuente: IDAE).....	307
Tabla 154: Presupuesto Instalación de 2.000 m <sup>2</sup> de LFC y ratio de acumulación de 50 l/m <sup>2</sup> - ESE.....	308
Tabla 155: Presupuesto instalación de 2.090 m <sup>2</sup> de LFC y ratio de acumulación de 50 l/m <sup>2</sup> – ESE .....	309
Tabla 156: Presupuesto instalación de 2.000 m <sup>2</sup> de LFC y ratio de acumulación 50 l/m <sup>2</sup> – Usuario .....	310
Tabla 157: Presupuesto instalación de 2.090 m <sup>2</sup> de CCP y ratio de acumulación 50 l/m <sup>2</sup> – Usuario .....	311
Tabla 158: Presupuesto Instalación de 363 m <sup>2</sup> de CCP y ratio de acumulación de 50 l/m <sup>2</sup> - ESE .....	312
Tabla 159: Presupuesto instalación de 400 m <sup>2</sup> de LFC y ratio de acumulación de 50 l/m <sup>2</sup> – ESE .....	313
Tabla 160: Presupuesto instalación de 363 m <sup>2</sup> de CCP y ratio de acumulación 50 l/m <sup>2</sup> – Usuario .....	314
Tabla 161: Presupuesto instalación de 400 m <sup>2</sup> de LFC y ratio de acumulación 50 l/m <sup>2</sup> – Usuario .....	315

# 16 Índice de siglas

ACS, Agua Caliente Sanitaria	17
ADHAC, Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frio	11
AEMET, Agencia Estatal de Meteorología	15
ANPA, Altura Neta Positiva en la Aspiración	164
APTA, Asociación para la Promoción Técnica del Acero	266
AVEBIOM, Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa	113
CCLF, Colectores Compactos Lineales de Fresnel	66
<i>CCP, Colector Cilindro Parabólico</i>	21
CENSOLAR, Centro de Estudios de Energía Solar	131
CIEMAT, Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas	265
CNPA, Carga Neta Positiva en Aspiración	164
COP, Coeficiente de Rendimiento	49
<i>CP, Captador Plano</i>	21
CP, Coeficiente de Presión	87
CPC, Captador Plano con concentrador cilindro parabólico compuesto	75
<i>CSP, Concentrating Solar Power</i>	22
CTV, Captador de Tubo de Vacío	58
CTV-CPC, Captador de Tubo de Vacío con Concentrador Cilindro Parabólico Compuesto	58
DHC, District Heating and Cooling, Red de calor y frío urbana	44
DP, Disco Parabólico	61
EER, Energy Efficiency Ratio	39

<b>ESE, Empresa de Servicios Energéticos</b>	<b>29</b>
<b>ETSAP, Energy Technology Systems Analysis Programme</b>	<b>264</b>
<b>EUMETSAT, Organización Europea para la Explotación de Satélites Meteorológicos</b>	<b>55</b>
<b>Euribor, Europe Inter Bank Offered Rate</b>	<b>229</b>
<b>E-W, Este - Oeste</b>	<b>77</b>
<b>FEDER, Fondo Europeo de Desarrollo Regional</b>	<b>23</b>
<b>FMCL, Fixed Mirror Concentrator Lent, Concentrador Solar de Espejos Fijos</b>	<b>28</b>
<b>GIT, Grandes Instalaciones Térmicas</b>	<b>29</b>
<b>IAM, Incidence Angle Modifier, Modificador del Angulo de Incidencia</b>	<b>57</b>
<b>IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía</b>	<b>11</b>
<b>IEA, International Energy Agency</b>	<b>27</b>
<b>IEC, International Electrotechnical Commission</b>	<b>90</b>
<b>IEE, Intelligent Energy Europe</b>	<b>12</b>
<b>IPB, Índice de Precio de la Biomasa</b>	<b>217</b>
<b>IPCs, Índice de Precios de venta del calor solar</b>	<b>221</b>
<b>IPE, Índice de Precio de la Electricidad</b>	<b>218</b>
<b>IRENA, International Renewable Energy Agency</b>	<b>264</b>
<b>LCOE, Levelized Cost of Energy, Coste de Generación de la Energía</b>	<b>115</b>
<b>LCoHC, Levelized Cost of Heat/Cold</b>	<b>207</b>
<b><i>LFC, Linear Fresnel Colector, Colector Lineal de Fresnel</i></b>	<b>28</b>
<b>MTD, Mejor Tecnología Disponible</b>	<b>58</b>
<b>NPSH, Net Positive Suction Head</b>	<b>164</b>
<b>NREL, National Renewable Energy Laboratory</b>	<b>267</b>
<b>N-S, Norte-Sur</b>	<b>77</b>
<b>ParcBIT, Parque Balear de Innovacion Tecnologica</b>	<b>16</b>

<b>PAREER, Programa de ayudas para la Rehabilitación Energética de Edificios</b>	<b>29</b>
<b>PER, Plan de Energías Renovables</b>	<b>58</b>
<b>PSA, Planta Solar de Almería</b>	<b>54</b>
<b><i>RITE, Reglamento de Instalaciones Termicas en los Edificios</i></b>	<b>87</b>
<b>S.C.C.L, Sociedad Cooperativa Catalana Limitada</b>	<b>75</b>
<b>SCOP, Seasonal Coefficient of Performance, Coeficiente de Rendimiento Estacional</b>	<b>53</b>
<b>SDH, Solar District Heating, Red solar de calefacción urbana</b>	<b>12</b>
<b>TIR, Tasa Interna de Retorno</b>	<b>115</b>
<b>TSC, Tecnología Solar Concentradora</b>	<b>70</b>
<b>UHV, Ultra Alto Vacío</b>	<b>28</b>
<b>UIB, Universidad de las Islas Baleares</b>	<b>16</b>



# 17 Anexos

## 17.1 Directorio de fabricantes de captadores solares de concentración contactados en el presente estudio

Directorio de empresas contactadas en el estudio			
Empresa	País	Tecnología	Página Web
AIRA Termosolar	España	LFC	<a href="http://www.airatermosolar.es">www.airatermosolar.es</a>
Alsolen	Francia	LFC	<a href="http://www.alsolen-alcen.com">www.alsolen-alcen.com</a>
Areva Solar	EEUU/ Francia	LFC	<a href="http://www.areva.com/EN/solar-220/areva-solar.html">www.areva.com/EN/solar-220/areva-solar.html</a>
BBEnergy	Sudáfrica	LFC	<a href="http://www.bbee.co.za/energy/solar">www.bbee.co.za/energy/solar</a>
Chromasun	EEUU	LFC	<a href="http://www.chromasun.com">www.chromasun.com</a>
CNIM	Francia	LFC	<a href="http://www.cnim.com">www.cnim.com</a>
Elianto CSP	Italia	LFC	<a href="http://www.eliantocsp.com">www.eliantocsp.com</a>
FERA Srl	Italia	LFC	<a href="http://www.ferasolar.it">www.ferasolar.it</a>
Feranova	Alemania	LFC	<a href="http://www.feranova.com">www.feranova.com</a>
Fresnex	Austria	LFC	<a href="http://www.fresnex.com">www.fresnex.com</a>
Glax Tech	Italia	LFC	<a href="http://www.glax.com">www.glax.com</a>
Heliodynamics	Reino Unido	LFC	<a href="http://www.managenergy.net/actors/4092">http://www.managenergy.net/actors/4092</a>
Himin Solar Energy Group	China	LFC	<a href="http://www.himin.com">www.himin.com</a>
Hitachi Zosen	Japón	LFC	<a href="http://www.hitachizosen.co.jp/english/news/2013/04/000876.html">www.hitachizosen.co.jp/english/news/2013/04/000876.html</a>
Industrial Solar	Alemania	LFC	<a href="http://www.industrial-solar.de">www.industrial-solar.de</a>
INERSUR	España	LFC	<a href="http://www.inersur.com">www.inersur.com</a>
KGDS Renewable Energy Private Limited	India	LFC	<a href="http://solar.kgisl.com">http://solar.kgisl.com</a>

Directorio de empresas contactadas en el estudio			
Empresa	País	Tecnología	Página Web
Lanzhou Dacheng	China	LFC	<a href="http://www.lzdcsolar.com/en/">www.lzdcsolar.com/en/</a>
Mulk Enpar	India	LFC	<a href="http://www.mulkre.com">www.mulkre.com</a>
Novatec Solar	Alemania	LFC	<a href="http://www.novatecsolar.com">www.novatecsolar.com</a>
SkyFuel	EEUU	LFC	<a href="http://www.skyfuel.com">www.skyfuel.com</a>
Solar Euromed SAS	Francia	LFC	<a href="http://www.solareuromed.com">www.solareuromed.com</a>
Solar Power Group	Alemania	LFC	<a href="http://www.solarpowergroup.com">www.solarpowergroup.com</a>
Soltigua	Italia	LFC y CCP	<a href="http://www.soltigua.com">www.soltigua.com</a>
Millenium	España	LFC	<a href="http://www.millenniumenergies.com/es">http://www.millenniumenergies.com/es</a>
NEP Solar Pty Ltd	Australia/ Suiza	CCP	<a href="http://www.nep-solar.com/">http://www.nep-solar.com/</a>
ABSOLICON	Suecia	CCP	<a href="http://www.absolicon.com/solar-collectors/">http://www.absolicon.com/solar-collectors/</a>
Torresol Energy	España	CCP	<a href="http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/tecnologia-colectores-cilindro-parabolicos/es">http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/tecnologia-colectores-cilindro-parabolicos/es</a>
SkyFuel	EEUU	CCP	<a href="http://www.skyfuel.com">www.skyfuel.com</a>
EMANsolar	España	CCP	<a href="http://www.emansolar.com">www.emansolar.com</a>
TSC - Tecnología solar concentradora	España	FMCL	<a href="http://www.tsc-concentra.com">www.tsc-concentra.com</a>

Tabla 135: Lista de fabricantes de captadores solares de concentración contactados en el estudio

Más empresas de captadores solares	
Medium and small scale concentrated solar thermal power platform	<a href="http://www.mss-csp.info/companies">http://www.mss-csp.info/companies</a>
Alanod Aluminium Veredlung GmbH&Co KG	<a href="http://www.mirosolar.com">www.mirosolar.com</a>
ENERGIA SINFI S.L.	<a href="http://www.energiasinfin.es">www.energiasinfin.es</a>
Fraunhofer Institute for Solar Energy System	<a href="http://www.ise.fraunhofer.de">www.ise.fraunhofer.de</a>
Lti ADATURB GmbH	<a href="http://adaturb.lt-i.com">adaturb.lt-i.com</a>
PSE AG	<a href="http://www.pse.de">www.pse.de</a>
Solarlite GmbH	<a href="http://www.solarlite.de">www.solarlite.de</a>
Solem Consultingg	<a href="http://www.solem-consulting.com">www.solem-consulting.com</a>
SOLITEM GmbH	<a href="http://www.solitem.de">www.solitem.de</a>
Sustainable Heat & Power Europe GmbH	<a href="http://www.shp-europe.com">www.shp-europe.com</a>
PROMOBARNA RENOVABLES SL	<a href="http://www.pb-renovables.com">www.pb-renovables.com</a>

Tabla 136: Más fabricantes de captadores solares de concentración

## 17.2 Fichas técnicas de programas de simulación

A continuación se han incluido una serie de tablas donde se muestran las características más significativas de varios software que se han evaluado y considerado para realizar el estudio. Se incluyen datos como el distribuidor, el tipo de tecnologías que incluyen, el funcionamiento básico del sistema y los resultados que se obtienen. También se han incluido varias capturas de pantalla para mostrar la apariencia y la interfaz gráfica que presentan.

# POLYSUN

<b>Finalidad</b>	Simulación de instalaciones solares térmicas, fotovoltaicas y geotérmicas.		
<b>Acceso al software y contenidos</b>	<a href="http://www.velasolaris.com/espanol/home.html">http://www.velasolaris.com/espanol/home.html</a>		
<b>Distribuidor</b>	Vela Solaris	<b>Contacto</b>	<a href="mailto:info@velasolaris.com">info@velasolaris.com</a>
<b>Tecnología de concentración solar incluida</b>	Sí	<b>Tipos de captadores</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Planos</li> <li>De tubo de vacío</li> <li>De concentración</li> <li>Sin cubierta</li> </ul>

## Funcionamiento básico del programa

- Dentro de cada proyecto se pueden definir variantes en las que se especifican los componentes y las conexiones de la instalación solar.
- Estas variantes son modelos prediseñados cuyos componentes pueden sustituirse por otros o pueden especificarse sus parámetros.
- Las modificaciones permitidas varían en función de la versión que se esté utilizando. En las versiones más complejas, los circuitos hidráulicos se pueden trazar libremente, al igual que los sistemas de control.

## Modelos de colectores de concentración disponibles

**Proyecto Proyecto - Variante 9c: Calefacción (solar térmico, 2 circuitos de Calefacción)**

Caldera: de gasóleo 12,5kW  
Potencia: 12,5 kW

Colector: plano, bueno  
Número colectores: 7  
Superficie total: 14 m<sup>2</sup>  
Orientación (E=+90°, S=0°, O=-90°): 0°  
Inclinación (honz=0°, vert=90°): 60°

Depósito: 1000l puffer

Edificio: Vivienda unifamiliar de b  
Superficie habitable calefactada:  
Longitud del edificio: 10 m  
Ancho del edificio: 7,4 m  
Número de las plantas: 2  
Temperatura nominal ambiente:

**Esquema**

## Resultados

- Es posible simular cada variante y visualizar sus resultados, o bien realizar un análisis comparativo entre ellas.
- Los resultados pueden obtenerse de una forma u otra en función de los datos que se necesiten.
- |  |   |   |
|--|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Prospecto de los resultados</li> <li>Cálculo económico</li> <li>Resultados del sistema</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Elaboración gráfica</li> <li>Prospecto de líquidos</li> <li>Diagrama de los flujos de energía</li> <li>Resultado de los componentes</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Informe profesional</li> <li>Informe comparativo</li> <li>Informe económico</li> <li>Informe breve</li> <li>Informes especiales</li> </ul> |
|--|---|---|

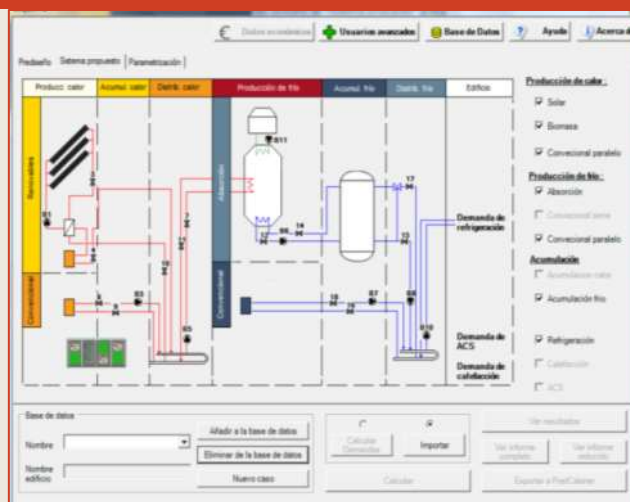
*Tabla 137: Ficha resumen de las características del software POLYSUN*

<h1>SICAR</h1>			
Finalidad	Programa de capacidad adicional al programa CALENER para el cálculo del rendimiento medio estacional de sistemas de refrigeración por absorción con aporte energético procedente de energías renovables. Aplicable para todo tipo de edificios, condiciones de operación y zona climática española.		
Acceso al software y contenidos	<a href="http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/eficienciaenergetica/certificacionenergetica/propuestanuevosreconocidos/paginas/nuevos.aspx">http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/eficienciaenergetica/certificacionenergetica/propuestanuevosreconocidos/paginas/nuevos.aspx</a>		
Distribuidor	Minetur (Gas Natural)	Contacto	<a href="mailto:usicar@gasnaturalfenosa.com">mailto:usicar@gasnaturalfenosa.com</a>
Tecnología de concentración solar incluida	Sí	Tipos de captadores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plano</li> <li>• Cilindro parabólicos</li> <li>• Fresnel</li> </ul>

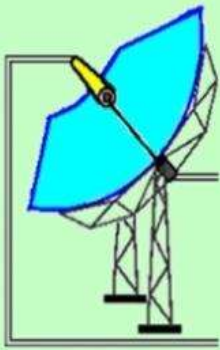
### Funcionamiento básico del programa

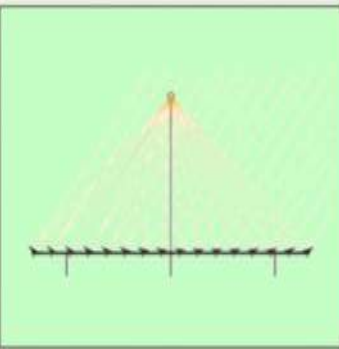
El programa permite:

- Definir de forma simplificada el edificio
- Calcular las demandas energéticas
- Definir cada uno de los componentes del sistema térmico
- Simular el comportamiento del conjunto
- Realizar un análisis de resultados
- Para definir el sistema, el usuario selecciona los equipos que incorpora el sistema objeto de estudio, posteriormente define sus características y el esquema de control de los diferentes circuitos que aparezcan.
- El programa tiene implementados una serie de captadores, sin embargo, se puede simular cualquier modelo simplemente introduciendo los parámetros requeridos.



### Modelos de colectores de concentración disponibles





**Propiedades**

Área de apertura del captador, As:  m<sup>2</sup>

Temperatura máxima permitida a la salida del captador:  °C

Rendimiento óptico (α0):

Coefficiente lineal de pérdidas (α1):  W/m<sup>2</sup>K

Coefficiente cuadrático de pérdidas (α2):  W/m<sup>2</sup>K<sup>2</sup>

Base de datos:

Nombre:

Tabla 138: Ficha resumen de las características del software SICAR



# FREEGREENIUS

## Características y parámetros de los colectores

### Collector Assembly

**Simple Assembly Characteristics**

**General Information and Dimensions**

Name: ET 2 with PTR70 2009

Type:  Trough  Fresnel

Collector length: 148.50 m

Aperture width: 5.76 m

Effective mirror area: 817.50 m<sup>2</sup>

Focal length: 1.71 m

HCE diameter: 0.0655 m

Nom. opt. efficiency: 75.00 %

**Incidence Angle Modifier**

Equation  Tabulated values

Coefficient a1: 0.000525      Coefficient a3: 0

Coefficient a2: 2.86E-5

**Thermal Parameters**

Specific HCE mass: 3.78 kg/m

HCE heat capacity: 0.153 Wh/kgK

**Heat Loss Coefficients**

Coefficient b0: 0 /K

Coefficient b1: 0.03298 W/(m<sup>2</sup>K)

Coefficient b2: 0 W/(m<sup>2</sup>K<sup>2</sup>)

Coefficient b3: 0 W/(m<sup>2</sup>K<sup>3</sup>)

Coefficient b4: 1.356E-9 W/(m<sup>2</sup>K<sup>4</sup>)

Graph Options: Angle of incidence in °: 0

## Resultados de operación de la simulación

## Estudio económico

### Typical Operation Year

### Cash Flow

unit	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Total Revenues	€	0	42,514,284	42,514,284	42,514,284	42,514,284	42,514,284
Total Running Costs	€	0	8,805,175	8,919,120	8,974,000	9,029,907	9,086,913
Net Operating CF	€	0	33,649,109	33,595,148	33,540,218	33,484,297	33,427,371
Investment Costs	€	139,819,324	143,705,830	0	0	0	0
Pre-Finance CF	€	-139,819,324	-143,705,830	33,649,109	33,595,148	33,540,218	33,484,297
Grant Funding	€	0	0	0	0	0	0
Equity Funding	€	41,945,797	41,945,797	0	0	0	0
Debt Drawing	€	97,873,527	101,800,000	0	0	0	0
Debt Service	€	0	-29,487,890	-38,450,820	-37,423,749	-36,391,679	-35,359,609
Post-Finance CF	€	0	4,161,219	5,139,328	6,116,468	7,092,618	8,067,762
Tax Liability (Savings)	€	0	-2,100,201	-2,583,634	-2,896,775	-3,279,620	-3,672,163
Post-Tax CF	€	0	2,061,019	2,745,694	3,420,693	4,112,998	4,795,599
Dividends Paid	€	0	2,061,019	2,745,694	3,420,693	4,112,998	4,795,599
Discounted CF	€	0	1,834,299	2,305,239	2,716,638	3,073,471	3,380,706
Disc. Equity In.	€	41,945,797	39,571,507	0	0	0	0
Net Present Value	€	72,558,705					
Equity/Dividends	€	-41,945,797	-41,945,797	2,061,019	2,745,694	3,420,693	4,112,998
IRR on equity	%	10.84					
ADSCR	N/A	N/A	1.07	1.10	1.13	1.16	1.19
min. ADSCR	1.07						
Payback Period	yrs	11.56					
Disc. Payback Period	yrs	14.38					

Tabla 140: Ficha resumen de las características del software FREEGREENIUS (continuación)

<h1>OPENMODELICA</h1>			
Finalidad	Interfaz que permite: <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Crear y editar modelos de sistemas dinámicos</li> <li>2. Acceder a los modelos predefinidos disponibles en distintas librerías</li> <li>3. Interconectar distintos modelos entre sí</li> <li>4. Simular el comportamiento de los modelos establecidos</li> <li>5. Representar gráficamente las variables de los modelos simulados</li> </ol>		
Acceso al software y contenidos	<a href="https://www.openmodelica.org/">https://www.openmodelica.org/</a> .		
Distribuidor	Open Source Modelica Consortium (OSMC)		
Acceso a librerías	<a href="https://www.openmodelica.org/">https://www.openmodelica.org/</a> . Y <a href="https://www.modelica.org/">https://www.modelica.org/</a> .		
<b>Funcionamiento básico del programa</b>			
<ul style="list-style-type: none"> <li>• El programa dispone de una librería integrada que cuenta con modelos predefinidos.</li> <li>• Pueden utilizarse numerosas librerías disponibles a través de los enlaces indicados.</li> <li>• Se ha encontrado una librería (Building Fluid Solar Collectors) que incluye modelos para simular sistemas solares térmicos, y que se describe a continuación.</li> </ul>			
<b>Librería: Building Fluid Solar Collectors</b>			
Acceso al contenido	<a href="https://build.openmodelica.org/Documentation/Buildings.Fluid.SolarCollectors.UsersGuide.html">https://build.openmodelica.org/Documentation/Buildings.Fluid.SolarCollectors.UsersGuide.html</a>		
Descripción	Librería que contiene modelos para simular sistemas solares térmicos. Los colectores solares disponibles están basados en los protocolos ASHRAE93 (Americano) y EN12975 (Europeo).		
Tecnología de concentración solar incluida	Sí	Tipos de captadores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plano</li> <li>• De concentración</li> <li>• De tubo de vacío</li> </ul>
<b>Contenido</b>			
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Guía de usuario</li> <li>2. ASHRAE93: Modelo de captador solar plano</li> <li>3. EN12975: Modelo de captador solar de concentración</li> <li>4. Controles: Parámetros de control de los colectores solares</li> <li>5. Data: Datos referentes a los colectores solares</li> <li>6. Tipos: Información para definir y clasificar el campo solar (área, nº conectores, tipo de configuración)</li> <li>7. Ejemplos: Demostraciones</li> <li>8. Validación: Colección de modelos de validación (solo disponible para captadores planos)</li> <li>9. Perfil base: Base para la determinación de la ganancia solar y las pérdidas de calor.</li> <li>10. Librería Building.Fluid.SolarCollectors.Data, con información de colectores solares obtenida de la Solar Rating and Certification Corporation (SRCC). No dispone de todos los datos necesarios para definir los captadores de concentración, pero pueden introducirse manualmente.</li> </ol>			

Tabla 141: Ficha resumen de las características del software OPENMODELICA



<b>OTROS PROGRAMAS</b>	
<b>TONATIUH</b>	
Finalidad	Simulación del comportamiento óptico de sistemas solares de concentración.
Acceso al software y contenidos	<a href="https://code.google.com/p/tonatiuh/">https://code.google.com/p/tonatiuh/</a>
Distribuidor	<a href="https://code.google.com/p/tonatiuh/">https://code.google.com/p/tonatiuh/</a>
<b>TRANSOL</b>	
Finalidad	Simulación de aplicaciones industriales.
Acceso al software y contenidos	<a href="http://aiguasol.coop/en/transol-solar-thermal-energy-software/">http://aiguasol.coop/en/transol-solar-thermal-energy-software/</a>
Distribuidor	Aiguasol
Tecnología de concentración solar	No
<b>TSOL</b>	
Finalidad	Diseño y simulación de sistemas térmicos de producción de ACS, calor de proceso y para piscinas y sistemas de gran escala.
Acceso al software y contenidos	<a href="http://www.solardesign.co.uk/tsol.php">http://www.solardesign.co.uk/tsol.php</a>
Distribuidor	The Solar Design Company
Tecnología de concentración solar incluida	No
<b>ACSOL</b>	
Finalidad	Simulación orientada a viviendas multifamiliares
Acceso al software y contenidos	<a href="https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/ciudadania/simulador-de-instalaciones-solares-termicas-de-baja-temperatura">https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/ciudadania/simulador-de-instalaciones-solares-termicas-de-baja-temperatura</a>
Tecnología de concentración solar incluida	No

Tabla 142: Otros programas de simulación

## 17.3 Regulación del sistema diseñado en POLYSUN

### 17.3.1 Regulación 1: Instalación solar

El tipo de regulación empleado es una regulación programable, por lo que es necesario definir las variables de entrada, las variables auxiliares, los estados operativos y las salidas del sistema

Entradas Regulación		
I1	Tª capa baja depósito	°C
I2	Tª media colectores	°C
I3	S. Apertura campo captación	m <sup>2</sup>
I4	Tª capa alta depósito	°C
I5	Tª salida colectores	°C
Variable Auxiliar		
H1	Caudal ensayado	$Q_{\text{captador}} * n^{\circ} \text{ filas}$
Salidas de Regulación		
S1	Bomba 1: Estado	%
S2	Bomba 1: Caudal	l/h
S3	Bomba 2: Estado	%
S4	Bomba 2: Caudal	l/h

Tabla 143 . Entradas, variables auxiliares y salidas de la regulación de la instalación solar en POLYSUN

Estado Operativo		Condiciones*	Salidas	
E1	Campo OFF	I2<I1 OR I5 >300 OR I4>140	S1	0
			S2	0
			S3	0
			S4	0
E2	Campo calentando	I2>I1 AND I2<I4 AND I5<I4	S1	0
			S2	0
			S3	1
			S4	H1

Estado Operativo		Condiciones*	Salidas	
E3	Campo ON	I2>=I4 OR I5>=I4	S1	1
			S2	H1
			S3	1
			S4	H1

\* Las condiciones se explican a continuación.

Tabla 144. Estados operativos de la regulación de la instalación solar en POLYSUN

### Condiciones que definen los estados operativos de la instalación solar:

#### Estado operativo 1:

El circuito solar (primario y secundario) permanece no operativo siempre que se cumpla alguna de estas condiciones:

- La T<sup>a</sup> media de los colectores es inferior a la T<sup>a</sup> de la capa baja del depósito.
- La T<sup>a</sup> de salida de colectores es superior a 150 °C. Esta temperatura nunca se alcanza, puesto que el sistema dispone de un sistema de desorientación de los captadores en caso de riesgo de sobrecalentamiento.
- La T<sup>a</sup> de la capa alta del depósito es superior a 140 °C. La T<sup>a</sup> máxima del depósito se establece por tanto en 140 °C.

Siempre que se cumpla alguna de estas condiciones, todas las salidas de la regulación serán nulas y por tanto las bombas 1 y 2 permanecen fuera de funcionamiento.

#### Estado operativo 2:

El circuito primario está operativo si se cumplen las siguientes condiciones:

- La T<sup>a</sup> media de los colectores es superior a la T<sup>a</sup> de la capa baja del depósito.
- La T<sup>a</sup> media de los colectores es inferior a la T<sup>a</sup> de la capa alta del depósito.
- La T<sup>a</sup> de salida de colectores es inferior a la T<sup>a</sup> de la capa alta del depósito.

Siempre que se cumplan estas condiciones, las salidas de la regulación son tales que la bomba del circuito secundario (bomba 2) permanece fuera de servicio, mientras que la bomba del circuito primario (bomba 1) sí está en funcionamiento.

#### Estado operativo 3:

Los circuitos primario y secundario de la instalación solar están en funcionamiento calentando el depósito siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- La Tª media de los colectores es igual o superior a la Tª de la capa alta del depósito.
- La Tª de salida de colectores es igual o superior a la Tª de la capa alta del depósito.

Siempre que se cumplan estas condiciones, las bombas 1 y 2 están en funcionamiento y la energía solar aportada por el campo está calentando el depósito.

### 17.3.2 Regulación 2: Válvula de mezcla

La regulación empleada en este caso es una regulación de válvula mezcladora en la que únicamente hay que establecer la temperatura de mezcla deseada y las entradas de temperatura correspondientes a los caudales que se van a mezclar.

Entradas Regulación			
I1	1	Tª tubo 7	°C
I2	2	Tª tubo 16	°C
Salidas de Regulación			
S1	1	Válvula 1: Estado	%
Temperatura Nominal Fija			108°C

Tabla 145. Entradas y salidas de la regulación de la válvula de mezcla en POLYSUN

Los tubos 7 y 16, como se indica en la Figura 107 son respectivamente las tuberías de salida del depósito por su capa superior (tubería de entrada a la válvula desde el depósito) y la tubería que conecta la válvula con la alimentación al depósito desde la red.

### 17.3.3 Regulación 3: Aporte al solar

La regulación empleada en este caso es una regulación programable, como en el caso de la Regulación 1.

Entradas Regulación			
I1	1	Tª tubo 7	°C
I2	2	Tª tubo 16	°C
I1	1	Tª tubo 7	°C
I2	2	Tª tubo 16	°C
S1	1	Bomba 4: Estado	%
S2	2	Bomba 4: Caudal	l/h

Tabla 146. Entradas, variables auxiliares y salidas de la regulación del sistema de aporte al solar en POLYSUN

Estado Operativo		Condiciones*	Salidas	
E1	Alimentando al solar	I4>105 AND I2 >0	S1	1
			S2	0,9*I2
E2	Parada	I4>140 OR I4<105 OR I2=0	S1	0
			S2	0

\* Las condiciones se explican a continuación

Tabla 147. Estados operativos de la regulación del sistema de aporte al solar en POLYSUN

## Condiciones que definen los estados operativos del aporte al solar:

### Estado operativo 1: En marcha

La bomba está accionada siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- La T<sup>a</sup> de la capa alta del depósito debe ser suficiente para abastecer las necesidades de la red; es decir, superior a 105 °C.
- El caudal de la red; es decir, de la tubería 11, debe ser no nulo. De ser nulo, implica que la red no está funcionando en ese momento.

Las salidas de esta regulación controlan el estado de la bomba 3, que en este caso es 1, y su caudal; que es el 90% del caudal que circula por la red (I2).

### Estado operativo 2: Parada

La bomba deja de funcionar cuando se cumpla alguna de estas condiciones:

- La T<sup>a</sup> de la capa alta del depósito es inferior a 105 °C; es decir, que es insuficiente para abastecer la demanda de la red.
- La T<sup>a</sup> de la capa alta del depósito es superior a 140 °C. Se ha fijado como temperatura máxima del depósito 140 °C, por lo que esta condición no debe alcanzarse nunca en condiciones de funcionamiento adecuadas.
- El caudal de la red es nulo, por no haber demanda de energía en ese instante.

## 17.3.4 Regulación 4: Caldera de biomasa

El tipo de regulación empleado es regulación programable.

Entradas Regulación		
I1	Caudal tubo 18	l/h
I2	Tª tubo 18	J/Kg.K
I3	Capacidad térmica del fluido en el tubo 18	°C
I4	Caudal tubo 10	l/h
Variable Auxiliar		
H1	Potencia controlada	MATCHPOWER(I2,I1,108,I3,900000,6000000)
Salidas de Regulación		
S1	Caldera: Estado	%
S2	Caldera: Potencia controlada	kWh

Tabla 148. Entradas, variables auxiliares y salidas de la regulación de la caldera de biomasa en POLYSUN

Estado Operativo		Condiciones*	Salidas	
E1	ON	I4>0	S1	1
			S2	H1
E2	OFF	I1=0	S1	0
			S2	0

\* Las condiciones se explican a continuación

Tabla 149. Estados operativos de la regulación de la caldera de biomasa en POLYSUN

### Variable auxiliar: Potencia controlada:

La regulación de la caldera de biomasa precisa de la definición de una variable auxiliar intermedia. En este caso se utiliza la variable auxiliar denominada Potencia Controlada.

La potencia controlada es una de las funciones predefinidas que ofrece POLYSUN que permite que la potencia se adecúe a determinados parámetros de la instalación.

$$MATCHPOWER = (T_i, \dot{V}, T_a, \dot{Q}_{min}, \dot{Q}_{max})$$

Donde

$T_i$  : temperatura de entrada a la caldera, en °C.

$\dot{V}$  : caudal de entrada a la caldera, en l/h.

$T_a$  : temperatura objetivo deseada, en °C.

$\dot{Q}_{min}$  : potencia mínima, en W.

$\dot{Q}_{max}$  : potencia máxima, en W.

Esta función procede de la siguiente expresión:

$$\dot{V} = \frac{\dot{Q}}{C_p(T_a - T_i)} \cdot 3600$$

$$\dot{Q} = \frac{(T_a - T_i) \cdot C_p \cdot \dot{V}}{3600}$$

### Condiciones que definen los estados operativos de la caldera de biomasa:

#### Estado operativo 1: Encendido (ON)

La caldera está encendida siempre que el caudal de la red es no nulo; es decir, siempre que exista demanda en la red.

#### Estado operativo 1: Apagado (OFF)

La caldera se apaga siempre que el caudal de la tubería de entrada a la caldera es nulo; es decir, cuando cese la demanda en la red.

Puede observarse que en la regulación descrita no se incluye ninguna referencia a la bomba situada en la recirculación de la caldera. Esto se debe a que en la definición del perfil de demanda introducido en la red, calculado como se describe en el apartado 5.2.1 (Demanda diseño), se han adoptado unos criterios que aseguran, para cualquier instante, que la demanda no se va a anular durante las horas de funcionamiento, por lo que la recirculación en la caldera no es necesaria.

### 17.3.5 Regulación 5: Circuito de distribución. Red de referencia

La regulación empleada en este caso es una regulación de caudal.

Se regula el funcionamiento de la bomba 4, de forma que siempre mueva un caudal igual al caudal de la red.

Entradas Regulación		
Sonda caudal 1	Caudal del absorbedor de energía	l/h
Salidas de Regulación		
S1	Bomba 4: Estado	%
S2	Bomba 4: Caudal	l/h

Tabla 150. Entradas y salidas de la regulación del absorbedor de energía (Red) en POLYSUN

Con todas estas variables determinadas se tiene completamente definido el esquema de simulación.

## 17.4 Programa PAREER-CRECE (IDAE).

En este anexo se comentan las bases del programa PAREER-CRECE aplicables a instalaciones solares térmicas que puedan clasificarse dentro de la tipología de actuaciones 2 definida en dicho programa:

### **Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas y de iluminación, incluida la incorporación de energía solar térmica.**

Se consideran como instalaciones térmicas de calefacción, climatización, ventilación y producción de agua caliente sanitaria las destinadas a atender la demanda del bienestar térmico e higiene de las personas en los edificios, así como la climatización de las piscinas, dentro del ámbito de aplicación del Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios (RITE).

Las actuaciones energéticas elegibles dentro de la tipología 2 de energía solar térmica y por tanto de interés para este proyecto corresponden a los casos **S1, S2 y S3**:

### **Sustitución de energía convencional por energía solar térmica para la calefacción, climatización y producción de agua caliente sanitaria de los edificios, así como para la climatización de piscinas de uso comunitario.**

La potencia térmica nominal de la instalación solar térmica deberá ser mayor de 14 kW, calculada como la multiplicación de la superficie de apertura del campo de captadores instalados por 0,7 kW/m<sup>2</sup>.

Las instalaciones solares térmicas deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- Responderán a la definición de la exigencia básica HE4 del Código Técnico de la Edificación.
- Las instalaciones y equipos cumplirán con la normativa vigente establecida en el RITE, el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para instalaciones solares térmicas - Revisión 2009 así como el documento reconocido del RITE "Guía ASIT de la Energía Solar Térmica<sup>38</sup>", elaborado por ASIT y disponible en la página web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- Los captadores solares deben estar certificados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
- Solo se admitirán captadores con coeficiente global de pérdidas inferior a 9 W/(m<sup>2</sup> °C).
- Las instalaciones solares de potencia superior a 14 kW dispondrán de un sistema de medida de la energía suministrada con objeto de poder verificar el cumplimiento del programa de gestión energética y las inspecciones periódicas de eficiencia energética. El diseño del sistema de contabilización de energía y de control debe permitir al usuario de la instalación comprobar de forma directa, visual e inequívoca el correcto

<sup>38</sup>

[http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Guia\\_Asit\\_de\\_la\\_energia\\_solar\\_termica.pdf](http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Guia_Asit_de_la_energia_solar_termica.pdf)



funcionamiento de la instalación, de manera que este pueda controlar diariamente la producción de la instalación. Adicionalmente, las instalaciones de potencia superior a 70 kW deberán incorporar el sistema de teleseguimiento PRETEL, conectado al IDAE pasando a formar parte del Sistema Armonizado PRETEL de seguimiento de instalaciones renovables térmicas.

### Cuantía y modalidades de las ayudas

Las condiciones de ayuda varían en función de la tipología de actuación según la siguiente tabla:

Tipologías de actuación (% sobre coste eligible)		Máxima entrega dineraria sin contraprestación		Máximo préstamo reembolsable
		Ayuda Base	Ayuda adicional por criterio social, eficiencia energética o actuación interesada	
Eficiencia Energética	Tipo 1: Mejora de la eficiencia energética en la envolvente térmica	30%	En función del uso del edificio y del tipo de actuación. Hasta los límites de la normativa de ayudas de Estado o tasa de cofinanciación FEDER en la Comunidad Autónoma donde radique el proyecto.	60%
	<b>Tipo 2: Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas y de iluminación</b>	<b>20%</b>		<b>70%</b>
Energías Renovables	Tipo 3: Sustitución de energía convencional por biomasa en las instalaciones térmicas	25%		65%
	Tipo 4: Sustitución de energía convencional por energía geotérmica en las instalaciones térmicas	30%		60%

Tabla 151: Cuantía de las ayudas del programa PAREER-CRECE en función de la tipología de actuación y su coste elegible correspondiente. (Fuente: IDAE)

A efectos de graduación de la ayuda adicional establecida en la tabla anterior, se entenderá por:

- **Criterio social:** Tendrán derecho a una ayuda directa adicional por criterio social, aquellas actuaciones que se realicen en edificios de vivienda que hayan sido calificados definitivamente bajo algún régimen de protección pública, por el órgano competente de la Comunidad Autónoma correspondiente, o bien las actuaciones sean realizadas en edificios de viviendas situados en las Áreas de Regeneración y Renovación Urbanas, de acuerdo con el Plan Estatal de Fomento del Alquiler de Viviendas, la Rehabilitación Edificatoria, y la Regeneración y Renovación Urbanas 2013-2016.

- **Eficiencia energética:** Tendrán derecho a una ayuda directa adicional por mejora de la eficiencia energética, aquellas actuaciones que eleven la calificación energética del edificio para obtener una clase energética “A” o “B”, en la escala de CO<sub>2</sub>, o bien, incrementen en dos letras la calificación energética de partida, según procedimiento establecido en el Real Decreto 235/2013, de certificación de la eficiencia energética de los edificios. Los edificios de consumo de energía casi nulo serán asimilables a los de clase “A” a los efectos de cálculo de la cuantía de la ayuda.
- **Actuación integrada:** Tendrán derecho a ayuda directa adicional por actuación integrada, los siguientes casos:
  - Los edificios de uso vivienda que realicen simultáneamente la combinación de dos o más tipologías de actuación, siendo obligatoriamente una de ellas sobre la envolvente térmica (tipología 1) que suponga una disminución mínima de la demanda global en calefacción y refrigeración del 30%, combinada con otra actuación de la tipología 2 (casos C1, C2, S2 y S3), tipología 3 o tipología 4 sobre la instalación térmica, que suponga al menos, la sustitución del 60% de la potencia de generación térmica existente.
  - Los edificios de otros usos, diferentes a vivienda, que realicen, la combinación de dos o más tipologías de actuación de las definidas en tercer punto de estas bases, siendo obligatoriamente una de ellas sobre la envolvente térmica (tipología 1) que suponga una disminución mínima de la demanda global en calefacción y refrigeración del 30%, combinada con otra actuación de la tipología 2 (casos C1, C2, S2, S3), tipología 3 o tipología 4 sobre la instalación térmica, que represente al menos, la sustitución del 60% de la potencia de generación térmica existente.
  - Los edificios de otros usos, diferentes a vivienda, que realicen, la combinación de dos o más tipologías de actuación de las definidas en el tercer punto de estas bases, siendo obligatoriamente una de ellas sobre la envolvente térmica (tipología 1) que suponga una disminución mínima de la demanda global en calefacción y refrigeración del 30%, combinada con otra actuación de la tipología 2 caso ILU (iluminación interior) que suponga una renovación de más de un 25% de la superficie de iluminación que cumpla con la exigencia básica HE-3 del Código Técnico de la Edificación.

### Quantía de las ayudas para la Tipología 2

Las ayudas a otorgar dentro del programa para la este tipo de actuaciones, podrán ser en forma de ayuda económica directa sin contraprestación complementada con un préstamo reembolsable, tal y como se indica a continuación.

#### Ayuda económica sin contraprestación:

El importe de la ayuda directa a otorgar será la suma de la ayuda base y la ayuda adicional que pudiera corresponder en cada caso, conforme se establece en los apartados siguientes, y en cualquier caso, dicho importe de ayuda estará sometido a los

límites que se establezcan la normativa de ayudas de estado y a la tasa de cofinanciación FEDER en la Comunidad Autónoma donde radique el proyecto.

- **Ayuda BASE:** La cuantía de la ayuda, bajo la modalidad de entrega dineraria sin contraprestación podrá ser del 20% del coste elegible de la actuación, calculado éste de acuerdo con el apartado sexto de las bases del programa.
- **Ayuda ADICIONAL por criterio social, eficiencia energética o actuación integrada:** Se podrá obtener una ayuda adicional a la ayuda base, siempre que se cumplan las condiciones que para ello se requiere, en los casos en que concurra criterio social, eficiencia energética o actuación integrada, de acuerdo con la definición que de estos conceptos se realiza en del apartado séptimo de las bases.

El cálculo de la se realizará sumando el porcentaje de cada uno de los tres criterios según corresponda. En el caso del criterio de eficiencia energética solo se podrá aplicar uno de los tres porcentajes, bien calificación energética A, B o incremento de 2 o más letras.

Los valores de la ayuda adicional que corresponden a esta tipología de actuación, se indican en el cuadro siguiente, en el que los % son referidos a la suma de costes elegibles correspondientes a esta tipología de actuación:

Uso del edificio	% adicional: Criterios sociales	% adicional: Eficiencia Energética			% adicional: Actuación Integrada
		Calificación final A	Calificación final B	Incremento de 2 o más letras	
Vivienda	0%	10%	5%	0%	0%
Resto de Usos	0%	10%	5%	0%	0%

Tabla 152: Valores de ayuda adicional PARRER-CRECE. (Fuente: IDAE)

A los efectos del cálculo de la ayuda que corresponda a la actuación tipo 2, se considerará un coste elegible máximo, que será el que resulte de las siguientes expresiones en función del caso, donde P (kW) es la potencia térmica del generador y P<sub>s</sub> (kW) la potencia de la instalación solar térmica:

**Caso S1:** Instalaciones solares para producción de agua caliente sanitaria y/o climatización de piscinas descubiertas y/o cubiertas.

$$\text{Coste elegible máximo (€)} = 1.000 \times P_s(\text{kW})$$

**Caso S2:** Instalaciones solares para calefacción, y opcionalmente aplicaciones recogidas en el Caso S1.

$$\text{Coste elegible máximo (€)} = 1.500 \times P_s(\text{kW})$$

**Caso S3:** Instalaciones solares para calefacción y refrigeración, y opcionalmente aplicaciones recogidas en el Caso S1.

$$\text{Coste elegible máximo (€)} = 1.850 \times P_s(\text{kW})$$

**Préstamo reembolsable:**

En el caso de que el solicitante sea una administración pública (Administración General del Estado, Comunidades Autónomas o Administración Local) el importe del préstamo reembolsable, sumado a la ayuda base más la ayuda adicional, podrá alcanzar el 100% del coste elegible.

En el resto de los casos, el préstamo reembolsable sumado a la ayuda base más la ayuda adicional no podrá exceder, en ningún caso, del 90% del coste elegible, calculado de acuerdo con el apartado sexto de las bases y teniendo en cuenta los máximos anteriormente establecidos.

El importe de la ayuda total estará, en cualquier caso, limitado por el importe máximo que resulte de la aplicación de la normativa de ayudas de Estado, que le fuera de aplicación a la tipología de actuación y al tipo de beneficiario. Además, la ayuda se limitará, en todo caso, al porcentaje de cofinanciación FEDER, teniendo en cuenta la tipología de región según la siguiente tabla.

Comunidad / Ciudad Autónoma	Tasa de cofinanciación en % s/ coste subvencionable
Andalucía	80%
Aragón	50%
Asturias	80%
Baleares	50%
Canarias	85%
Cantabria	50%
Castilla-La Mancha	80%
Castilla y León	50%
Cataluña	50%
Ceuta	80%
Comunidad Valenciana	50%
Extremadura	80%
Galicia	80%
La Rioja	50%

Comunidad / Ciudad Autónoma	Tasa de cofinanciación en % s/ coste subvencionable
Madrid	50%
Melilla	80%
Murcia	80%
Navarra	50%
País Vasco	50%

Tabla 153: Porcentaje de cofinanciación de los fondos FEDER 2014-2020 por CCAA. (Fuente: IDAE)

## 17.5 Presupuesto detallado de las tres soluciones propuestas

En este anexo se detalla la inversión inicial correspondiente a cada una de las soluciones propuestas en el estudio. Para cada caso, se muestran las inversiones que debe efectuar una ESE y un usuario final de la instalación.

Cada presupuesto se divide en los siguientes capítulos:

- Circuito primario
- Circuito secundario
- Sistema eléctrico y de control
- Otros conceptos

### Soluciones propuestas para la demanda diseño

Las instalaciones seleccionadas para satisfacer parte de la demanda diseño de la red son las siguientes:

- **Instalación LFC** de 2.000 m<sup>2</sup> de superficie de apertura y ratio de acumulación de 50 l/m<sup>2</sup>
- **Instalación CCP** de 2.090 m<sup>2</sup> de superficie de apertura y ratio de acumulación de 50 l/m<sup>2</sup>

### Soluciones propuestas para la demanda inicial

Las instalaciones seleccionadas para satisfacer parte de la demanda inicial estimada de la red son las siguientes:

- **Instalación CCP** de 363 m<sup>2</sup> de superficie de apertura y ratio de acumulación de 50 l/m<sup>2</sup>
- **Instalación LFC** de 400 m<sup>2</sup> de superficie de apertura y ratio de acumulación de 50 l/m<sup>2</sup>

<b>Instalación LFC de 2.000 m<sup>2</sup> y 50 l/m<sup>2</sup> - ESE</b>	
<b>Circuito primario</b>	
Captadores, estructura y accesorios de conexión	495.468 €
Bancadas Hormigón	23.564 €
Equipo de llenado (bomba de carga)	1.156 €
Valvulería y desaireadores	4.490 €
Vasos de expansión y de amortiguación	1.118 €
Bomba primario y accesorios	4.952 €
Intercambiador de calor y accesorios	6.708 €
Tuberías primario y aislamiento	30.779 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>568.235 €</b>
<b>Circuito secundario</b>	
Acumulación, accesorios y válvula tres vías	94.815 €
Bomba secundario y accesorios	4.771 €
Tuberías secundario y conexión a red y aislamiento	8.065 €
Bomba y accesorios conexión a red	7.946 €
Contador de energía	3.330 €
Vasos de expansión y de amortiguación	12.295 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>131.222 €</b>
<b>Sistema eléctrico y de control</b>	
Cuadro eléctrico y de control	3.396 €
Cableado potencia sala máquinas y seguimiento solar	11.170 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>14.566 €</b>
<b>Otros conceptos</b>	
Obra civil	28.412 €
Legalización	1.210 €
Pruebas y Puesta en marcha	3.306 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>32.928 €</b>
<b>TOTAL</b>	<b>746.951 €</b>

Tabla 154: Presupuesto Instalación de 2.000 m<sup>2</sup> de LFC y ratio de acumulación de 50 l/m<sup>2</sup> - ESE

<b>Instalación CCP de 2.090 m<sup>2</sup> y 50 l/m<sup>2</sup> - ESE</b>	
<b>Circuito primario</b>	
Captadores, estructura y accesorios de conexión	486.956 €
Bancadas Hormigón	18.066 €
Equipo de llenado (bomba de carga)	1.156 €
Valvulería y desaireadores	8.000 €
Vasos de expansión y de amortiguación	1.204 €
Bomba primario y accesorios	5.112 €
Intercambiador de calor y accesorios	6.708 €
Tuberías primario y aislamiento	33.529 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>560.731 €</b>
<b>Circuito secundario</b>	
Acumulación, accesorios y válvula tres vías	94.815 €
Bomba secundario y accesorios	4.952 €
Tuberías secundario y conexión a red y aislamiento	8.065 €
Bomba y accesorios conexión a red	7.946 €
Contador de energía	3.330 €
Vasos de expansión y de amortiguación	12.295 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>131.403 €</b>
<b>Sistema eléctrico y de control</b>	
Cuadro eléctrico y de control	4.491 €
Cableado potencia sala máquinas y seguimiento solar	12.992 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>17.484 €</b>
<b>Otros conceptos</b>	
Obra civil	28.037 €
Legalización	3.306 €
Pruebas y Puesta en marcha	1.210 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>32.553 €</b>
<b>TOTAL</b>	<b>742.171 €</b>

Tabla 155: Presupuesto instalación de 2.090 m<sup>2</sup> de LFC y ratio de acumulación de 50 l/m<sup>2</sup> – ESE

<b>Instalación LFC de 2.000 m<sup>2</sup> y 50 l/m<sup>2</sup> - Usuario</b>	
<b>Circuito primario</b>	
Captadores, estructura y accesorios de conexión	594.561 €
Bancadas Hormigón	28.277 €
Equipo de llenado (bomba de carga)	1.388 €
Valvulería y desaireadores	5.388 €
Vasos de expansión y de amortiguación	1.341 €
Bomba primario y accesorios	5.943 €
Intercambiador de calor y accesorios	8.050 €
Tuberías primario y aislamiento	36.935 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>681.881 €</b>
<b>Circuito secundario</b>	
Acumulación, accesorios y válvula tres vías	113.778 €
Bomba secundario y accesorios	5.726 €
Tuberías secundario y conexión a red y aislamiento	9.678 €
Bomba y accesorios conexión a red	9.535 €
Contador de energía	3.996 €
Vasos de expansión y de amortiguación	14.753 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>157.467 €</b>
<b>Sistema eléctrico y de control</b>	
Cuadro eléctrico y de control	4.075 €
Cableado potencia sala máquinas y seguimiento solar	13.404 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>17.479 €</b>
<b>Otros conceptos</b>	
Obra civil	34.094 €
Legalización	1.452 €
Pruebas y Puesta en marcha	3.968 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>39.514 €</b>
<b>TOTAL</b>	<b>896.341 €</b>

Tabla 156: Presupuesto instalación de 2.000 m<sup>2</sup> de LFC y ratio de acumulación 50 l/m<sup>2</sup> – Usuario



<b>Instalación CCP de 2.090 m<sup>2</sup> y 50 l/m<sup>2</sup> - Usuario</b>	
<b>Circuito primario</b>	
Captadores, estructura y accesorios de conexión	584.347 €
Bancadas Hormigón	21.679 €
Equipo de llenado (bomba de carga)	1.388 €
Valvulería y desaireadores	9.600 €
Vasos de expansión y de amortiguación	1.445 €
Bomba primario y accesorios	6.135 €
Intercambiador de calor y accesorios	8.050 €
Tuberías primario y aislamiento	40.235 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>672.878 €</b>
<b>Circuito secundario</b>	
Acumulación, accesorios y válvula tres vías	113.778 €
Bomba secundario y accesorios	5.943 €
Tuberías secundario y conexión a red y aislamiento	9.678 €
Bomba y accesorios conexión a red	9.535 €
Contador de energía	3.996 €
Vasos de expansión y de amortiguación	14.753 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>157.683 €</b>
<b>Sistema eléctrico y de control</b>	
Cuadro eléctrico y de control	5.390 €
Cableado potencia sala máquinas y seguimiento solar	15.591 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>20.980 €</b>
<b>Otros conceptos</b>	
Obra civil	33.644 €
Legalización	3.968 €
Pruebas y Puesta en marcha	1.452 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>39.063 €</b>
<b>TOTAL</b>	<b>890.605 €</b>

Tabla 157: Presupuesto instalación de 2.090 m<sup>2</sup> de CCP y ratio de acumulación 50 l/m<sup>2</sup> – Usuario

<b>Instalación CCP de 363 m<sup>2</sup> y 50 l/m<sup>2</sup> - ESE</b>	
<b>Circuito primario</b>	
Captadores, estructura y accesorios de conexión	93.596 €
Bancadas Hormigón	3.142 €
Equipo de llenado (bomba de carga)	1.156 €
Valvulería y desaireadores	2.334 €
Vasos de expansión y de amortiguación	856 €
Bomba primario y accesorios	1.863 €
Intercambiador de calor y accesorios	2.499 €
Tuberías primario y aislamiento	6.000 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>111.445 €</b>
<b>Circuito secundario</b>	
Acumulación, accesorios y válvula tres vías	22.815 €
Bomba secundario y accesorios	1.631 €
Tuberías secundario y conexión a red y aislamiento	5.930 €
Bomba y accesorios conexión a red	1.993 €
Contador de energía	1.665 €
Vasos de expansión y de amortiguación	3.592 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>37.626 €</b>
<b>Sistema eléctrico y de control</b>	
Cuadro eléctrico y de control	3.396 €
Cableado potencia sala máquinas y seguimiento solar	4.762 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>8.158 €</b>
<b>Otros conceptos</b>	
Obra civil	5.572 €
Legalización	2.500 €
Pruebas y Puesta en marcha	1.000 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>9.072 €</b>
<b>TOTAL</b>	<b>166.301 €</b>

Tabla 158: Presupuesto Instalación de 363 m<sup>2</sup> de CCP y ratio de acumulación de 50 l/m<sup>2</sup> - ESE

<b>Instalación LFC de 400 m<sup>2</sup> y 50 l/m<sup>2</sup> - ESE</b>	
<b>Circuito primario</b>	
Captadores, estructura y accesorios de conexión	119.851 €
Bancadas Hormigón	4.713 €
Equipo de llenado (bomba de carga)	1.156 €
Valvulería y desaireadores	1.794 €
Vasos de expansión y de amortiguación	518 €
Bomba primario y accesorios	1.863 €
Intercambiador de calor y accesorios	2.461 €
Tuberías primario y aislamiento	5.107 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>137.463 €</b>
<b>Circuito secundario</b>	
Acumulación, accesorios y válvula tres vías	22.815 €
Bomba secundario y accesorios	1.633 €
Tuberías secundario y conexión a red y aislamiento	5.930 €
Bomba y accesorios conexión a red	1.993 €
Contador de energía	1.665 €
Vasos de expansión y de amortiguación	3.254 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>37.290 €</b>
<b>Sistema eléctrico y de control</b>	
Cuadro eléctrico y de control	3.396 €
Cableado potencia sala máquinas y seguimiento solar	4.834 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>8.230 €</b>
<b>Otros conceptos</b>	
Obra civil	6.873 €
Legalización	1.000 €
Pruebas y Puesta en marcha	2.500 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>10.373 €</b>
<b>TOTAL</b>	<b>193.357 €</b>

Tabla 159: Presupuesto instalación de 400 m<sup>2</sup> de LFC y ratio de acumulación de 50 l/m<sup>2</sup> – ESE

<b>Instalación CCP de 363 m<sup>2</sup> y 50 l/m<sup>2</sup> - Usuario</b>	
<b>Circuito primario</b>	
Captadores, estructura y accesorios de conexión	112.315 €
Bancadas Hormigón	3.770 €
Equipo de llenado (bomba de carga)	1.388 €
Valvulería y desaireadores	2.801 €
Vasos de expansión y de amortiguación	1.027 €
Bomba primario y accesorios	2.235 €
Intercambiador de calor y accesorios	2.998 €
Tuberías primario y aislamiento	7.200 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>133.734 €</b>
<b>Circuito secundario</b>	
Acumulación, accesorios y válvula tres vías	27.378 €
Bomba secundario y accesorios	1.957 €
Tuberías secundario y conexión a red y aislamiento	7.116 €
Bomba y accesorios conexión a red	2.392 €
Contador de energía	1.998 €
Vasos de expansión y de amortiguación	4.310 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>45.151 €</b>
<b>Sistema eléctrico y de control</b>	
Cuadro eléctrico y de control	4.075 €
Cableado potencia sala máquinas y seguimiento solar	5.714 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>9.790 €</b>
<b>Otros conceptos</b>	
Obra civil	6.687 €
Legalización	3.000 €
Pruebas y Puesta en marcha	1.200 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>10.887 €</b>
<b>TOTAL</b>	<b>199.561 €</b>

Tabla 160: Presupuesto instalación de 363 m<sup>2</sup> de CCP y ratio de acumulación 50 l/m<sup>2</sup> – Usuario

Instalación LFC de 400 m <sup>2</sup> y 50 l/m <sup>2</sup> - Usuario	
Circuito primario	
Captadores, estructura y accesorios de conexión	143.822 €
Bancadas Hormigón	5.655 €
Equipo de llenado (bomba de carga)	1.388 €
Valvulería y desaireadores	2.153 €
Vasos de expansión y de amortiguación	622 €
Bomba primario y accesorios	2.235 €
Intercambiador de calor y accesorios	2.953 €
Tuberías primario y aislamiento	6.129 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>164.956 €</b>
Circuito secundario	
Acumulación, accesorios y válvula tres vías	27.378 €
Bomba secundario y accesorios	1.960 €
Tuberías secundario y conexión a red y aislamiento	7.116 €
Bomba y accesorios conexión a red	2.392 €
Contador de energía	1.998 €
Vasos de expansión y de amortiguación	3.905 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>44.748 €</b>
Sistema eléctrico y de control	
Cuadro eléctrico y de control	4.075 €
Cableado potencia sala máquinas y seguimiento solar	5.801 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>9.876 €</b>
Otros conceptos	
Obra civil	8.248 €
Legalización	1.200 €
Pruebas y Puesta en marcha	3.000 €
<b>SUBTOTAL</b>	<b>12.448 €</b>
<b>TOTAL</b>	<b>232.028 €</b>

 Tabla 161: Presupuesto instalación de 400 m<sup>2</sup> de LFC y ratio de acumulación 50 l/m<sup>2</sup> – Usuario



**IDAE.** Calle Madera, 8, 28004 Madrid. Teléfono: 91 456 4900  
Fax: 91 523 0414. Email: [comunicación@idae.es](mailto:comunicación@idae.es), [www.idae.es](http://www.idae.es)

