



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Máster

Evaluación de centrales solares térmicas con
acumulación estacional para el sector residencial en
España

Autor

Mateo de Guadalfajara Pinilla

Directores

Miguel Ángel Lozano Serrano
Luis María Serra de Renobales

Escuela de Ingeniería y Arquitectura (EINA)
Año: 2013

Resumen

Evaluación de centrales solares térmicas con acumulación estacional para el sector residencial en España.

Las estadísticas del MIEyT informan que el consumo de energía final en los hogares españoles es aproximadamente 15.000 ktep/año [1]; del cual un 19% se destina a la producción de agua caliente sanitaria (ACS) y un 47% a la producción de calefacción. Desde la entrada en vigor del Código Técnico de la Edificación (CTE) las nuevas viviendas tienen que producir una parte de sus necesidades de ACS con energía solar, pero también sería posible cubrir una parte de las necesidades de calefacción con energía solar como se está realizando en países del centro y norte de Europa.

Los sistemas denominados *Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage* (CSHPSS) aprovechan la radiación solar para producir energía térmica a lo largo del año, incluido el periodo de verano, para cubrir parte de las necesidades de calefacción en invierno y las de ACS durante todo el año. Estos sistemas de gran tamaño (ejemplo planta en Marstal: 17.000 m² de captadores solares y 10.000 m³ de acumulador de agua) producen energía térmica de forma centralizada y la distribuyen a través de una red de distrito para cubrir parte de las necesidades térmicas de una comunidad que en la mayoría de los casos supera las 1000 viviendas. La centralización de estos sistemas para grandes comunidades favorece la rentabilidad económica.

En la primera parte de este trabajo se presenta un estudio del desarrollo actual de los sistemas CSHPSS y de las posibilidades de integración energética que ofrecen. Como segunda parte se ha elaborado un modelo de simulación dinámica de estos sistemas con la aplicación informática TRNSYS. El modelo toma en cuenta las características específicas de la demanda de energía térmica y de los datos climatológicos en España, y es capaz de calcular sistemas CSHPSS con una fracción solar superior al 50%. Se sabe que las dimensiones más importantes, que son la superficie del campo de captadores solares y el volumen del acumulador estacional, dependen en gran medida de la ubicación geográfica. Por tanto se ha estudiado un subconjunto representativo de ciudades españolas con consumos elevados de calefacción determinando dichas dimensiones. Para cada ciudad de estudio se han utilizado datos climáticos representativos de radiación y temperatura, así como demandas de calefacción obtenidas mediante la simulación térmica de edificios que cumplen la normativa española de eficiencia energética. Los datos climáticos y de demanda se expresan hora por hora a lo largo del año.

La tercera parte del proyecto consiste en la propuesta de un método simplificado de cálculo de los sistemas CSHPSS que ha sido validado con el modelo TRNSYS. Este método simple supone un avance en el desarrollo de herramientas de cálculo de estas instalaciones que no requieran la realización de simulaciones complejas. Se pretende con ello facilitar la evaluación del potencial de estos sistemas y servir como aproximación al diseño en España de sistemas CSHPSS. El método permite su estudio y pre-diseño conociendo una mínima información de la localidad de ubicación. La aplicación del modelo simple ha facilitado la evaluación del potencial económico de estos sistemas en España; se han obtenido criterios de diseño para distintas zonas geográficas en función de la fracción solar deseada, el número de viviendas atendidas, etc. Se ha elaborado un mapa en el que puede verse cómo la localización geográfica afecta a las necesidades de instalación de campos de captadores y de acumuladores estacionales para demandas de 1000 ó más viviendas, consiguiendo fracciones solares superiores al 50%. También se ha establecido en qué zonas los sistemas CSHPSS están próximos a alcanzar el umbral de rentabilidad respecto al aprovisionamiento convencional de ACS y calefacción; e incluso en qué condiciones pueden resultar económicamente viables.

Índice

Resumen	i
Índice	iii
Lista de Figuras	v
Lista de Tablas	vii
1. Introducción.....	1
2. Estado del arte.....	3
2.1 Grandes sistemas solares térmicos.....	3
2.2 Ejemplos de aplicación.....	4
2.3 Componentes principales.....	6
2.4 Posibilidades de uso e integración energética.....	8
2.5 Métodos de cálculo y criterios de diseño.....	10
3. Simulación de sistemas centralizados solares con acumulación estacional.....	13
3.1 Descripción del modelo de simulación.....	13
3.2 Análisis del sistema	15
3.3 Diseño para 10 ciudades españoles.....	18
4. Método simple de evaluación de centrales	21
4.1 Descripción.....	21
4.2. Datos.....	22
4.3 Modelo matemático	25
4.4 Resultados.....	29
4.5 Validación.....	32
4.6 Conclusiones.....	33
5. Análisis económico.....	35
5.1 Efecto del volumen de acumulación sobre la economía del sistema solar.	36
5.2 Efecto de la fracción solar alcanzada sobre el coste del calor solar	37
5.3 Economías de escala.....	37
5.4 Efecto de la localización sobre el coste del calor solar.....	38
6. Conclusiones.....	41
7 Nomenclatura.....	43
8 Bibliografía.....	45
ANEXO A: Grandes plantas solares térmicas.	49
A.1. Sistemas solares térmicos de gran tamaño en el Mundo.....	49
A.2. Sistemas solares de calefacción de distrito en Europa.....	54
A.3. Plantas solares para calefacción de distrito en Dinamarca	59
A.4. Componentes principales de las plantas solares térmicas	64

A.5. Bibliografía	67
ANEXO B: Descripción del modelo TRNSYS sistema, componentes y demanda.....	69
B.1. Introducción	69
B.2. Sistema CSHPSS.....	70
B.3. Componentes del modelo TRNSYS.....	73
B.4. Modelo de generación de demandas	81
B.5. Nomenclatura	94
B.6. Bibliografía	95
ANEXO C: Datos climáticos.....	97
C.1. Introducción	97
C.2. Datos	97
C.3. Temperatura del aire	98
C.4. Radiación solar.....	101
C.5. Temperatura del terreno	108
C.6. Nomenclatura.....	110
C.7. Bibliografía	111
ANEXO D: Demanda, zonas climáticas y selección de ciudades.	113
D.1. Introducción.....	113
D.2. Zonas climáticas	113
D.3. Calificación energética de edificios.....	115
D.4. Proyecto SECH-SPAHOSEC	119
D.5. Potencial de aplicación y selección de ciudades.....	123
D.6. Bibliografía.....	127
ANEXO E: Método simple de cálculo de sistemas CSHPSS.....	129
E.1. Introducción	129
E.2. Método simple.....	132
E.3. Datos	134
E.4. Modelo matemático.....	137
E.5. Resultados	141
E.6. Nomenclatura	144
E.7. Bibliografía	145
ANEXO F: Glosario	147

Lista de Figuras

Figura 1: Evolución temporal del número de instalaciones en el Mundo [8].....	3
Figura 2: Distribución por países de las grandes instalaciones solares de producción de calor y frío [8].....	3
Figura 3: Distribución de las grandes instalaciones solares y acumuladores estacionales por países [10].....	4
Figura 4: Planta solar térmica de Marstal [12].	5
Figura 5: Esquema de composición de captador solar plano, Arcon [13]	6
Figura 6: Esquema de composición (vista lateral) de captador solar plano, Sunmark [14]	6
Figura 7: Cuatro tipos de acumulación estacional, figura de Solites [15]	7
Figura 8: Coste de inversión de los sistemas de acumulación estacional [5]	8
Figura 9: Esquema del modelo TRNSYS mostrando los componentes principales del CSHPSS	13
Figura 10: Variación de la temperatura en el tanque de acumulación a lo largo de dos años ...	16
Figura 11: Diagrama de flujos de energía en la central solar térmica con acumulación estacional	16
Figura 12: Aporte mensual solar (naranja) y auxiliar (azul) a demanda y producción mensual de los captadores.....	17
Figura 13: Diagrama de flujos de un sistema CSHPSS según el método simple	21
Figura 14: Flujos de información y módulos de cálculo en el método simple.	22
Figura 16: Aporte mensual solar (naranja) y auxiliar (azul) para cubrir la demanda de calefacción y ACS y producción mensual de los captadores	30
Figura 17: Fracción solar y calor despilfarrado en función del volumen de acumulación.	31
Figura 18: Comparación de los flujos de calor mensuales Q_r , Q_c y Q_g del caso de comparación	32
Figura 19: Demanda de calefacción (HDr) y radiación solar (GSr) para capitales españolas... ..	38
Figura 20: Coste unitario del calor solar (€/MWh), RAD y RVA para fracción solar del 50%.40	

Lista de Tablas

Tabla 1: Configuración de las grandes plantas solares térmicas [10].....	4
Tabla 2: Principales flujos de energía del sistema (MWh/mes, MWh/a).....	17
Tabla 3: Rendimiento medio del sistema	18
Tabla 4: Parámetros y ratios de diseño para conseguir un sistema CSHPSS con fracción solar aproximada del 50%	19
Tabla 5: Flujos anuales de calor (en MWh/a) y rendimientos del sistema CSHPSS.....	19
Tabla 6: Datos climáticos para Zaragoza.	23
Tabla 7: Distribución de la demanda de calefacción y ACS para 1000 viviendas en Zaragoza [52]	24
Tabla 8: Producción solar por unidad de superficie de captadores (q_c en W/m^2) y producción mensual del campo de captadores (Q_c en MWh/mes)	27
Tabla 9: Balance mensual del sistema, temperatura del acumulador al finalizar el periodo y rendimiento de los equipos (MWh/a, MWh/mes, T en °C)	30
Tabla 10: Evolución de los resultados del sistema al variar la ratio de acumulación RVA (Q en MWh/a)	31
Tabla 11: Análisis de los resultados del sistema al varia la ratio RAD.....	32
Tabla 12: Comparación de resultados entre método simple y simulación (Q en MWh/a).....	32
Tabla 13: Resultados económicos en función de RVA.	36
Tabla 14: Resultados económicos en función de la fracción solar.....	37
Tabla 15: Resultados económicos en función del número de viviendas.....	37
Tabla 16: Datos climáticos y de demanda.....	38
Tabla 17: Resultados económicos en función de la localización	39

1. Introducción

Ante la situación actual del sistema energético español dentro del marco europeo se han planteado distintas soluciones que permiten reducir la dependencia energética y las emisiones de gases de efecto invernadero. Hasta la fecha la mayor parte de estas soluciones son soluciones indirectas basadas en aumentar el número de instalaciones productoras de electricidad con fuentes de energía renovable en vez de atender las necesidades de los consumidores. En este trabajo se propone un planteamiento distinto basado en diversificar la producción de energía según las necesidades de los consumidores y reducir el consumo de combustibles fósiles comerciales y de electricidad. Esto se puede conseguir a través de medidas pasivas como la construcción y reforma de viviendas para obtener un bajo consumo de energía en los edificios y con el desarrollo de ciudades compactas con sistemas de calefacción centralizada y eficiente que puedan aprovechar los recursos disponibles. Este planteamiento se fundamenta en satisfacer las necesidades de los usuarios y no los intereses de los mercados energéticos.

Las necesidades térmicas de energía final para el sector residencial-comercial en España son aprox. 13.000 ktep [2] al año. Estas necesidades pueden ser cubiertas mediante sistemas centralizados que produzcan calor de baja temperatura aprovechando recursos renovables como: biomasa, calor de captación solar, calor de cogeneración o calor residual industrial; o por el contrario, como se está haciendo ahora, consumiendo electricidad, gas natural y gasóleo de forma individual en cada edificio/vivienda. Los sistemas solares térmicos con acumulación estacional podrían aprovechar un recurso abundante en España: la radiación solar. Además estos sistemas centralizados con acumulación pueden aportar nuevas opciones de gestión al sector eléctrico nacional ya que pueden absorber la sobreproducción eléctrica acumulándola en forma de energía térmica, incluso durante largos periodos. Esta forma de acumulación es mucho más económica que la utilización de baterías electroquímicas o acumulación de hidrógeno y permitiría satisfacer una parte significativa de las necesidades de energía térmica.

Para ver los efectos que producen las redes de calefacción de distrito podemos observar los países del norte y centro de Europa, los cuales, especialmente a partir de la crisis del petróleo de 1979, han desarrollado redes de calefacción de distrito para proveer calor económico al sector residencial-comercial, empleando centrales de producción más eficientes y/o capaces de utilizar múltiples combustibles, aprovechar el calor de cogeneración, revalorizar residuos urbanos, consumir el calor residual industrial, etc. Esto proporciona un mayor grado de independencia energética asegurando el suministro de energía de primera necesidad a las viviendas de forma económica. En España la calefacción de distrito supone una muy pequeña parte de las aportaciones energéticas al sector residencial, aunque está en crecimiento según informa la asociación de empresas de servicios energéticos ADHAC [3].

Actualmente en España la energía solar térmica se utiliza en el sector residencial casi exclusivamente para la producción de agua caliente sanitaria. Desde la entrada en vigor del código técnico de la edificación [4] los nuevos edificios están obligados a disponer de un sistema capaz de producir una parte de las necesidades de ACS mediante energía solar térmica. Se propone en este estudio ir más allá y desarrollar sistemas capaces de cubrir también parte de las necesidades de calefacción con energía solar térmica.

Los sistemas CSHPS (Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage) se han desarrollado desde los años 80 y actualmente son una solución viable técnica y económicamente para cubrir parte de las necesidades térmicas de redes de distrito. La producción centralizada de energía térmica con captadores solares reduce los costes de instalación, mantenimiento y operación respecto de los sistemas solares individuales además de permitir una mejor gestión del recurso disponible. Para

alcanzar una alta fracción solar en sistemas de calefacción es necesaria la utilización de acumuladores térmicos de gran capacidad. Estos acumuladores, llamados estacionales, son capaces de almacenar el calor captado en la época de mayor disponibilidad de recurso solar (verano) y mantenerlo hasta la época de mayor demanda de energía térmica (invierno). Los acumuladores estacionales se basan en el almacenamiento de energía térmica en agua, tierra o mezclas grava-agua. Estos acumuladores estacionales sufren pérdidas de calor al ambiente que son proporcionales a la superficie exterior del acumulador. Como el calor acumulado es proporcional al volumen, los acumuladores de gran tamaño tienen menores pérdidas relativas de calor puesto que su ratio superficie/volumen es menor. Por el mismo efecto, relación superficie volumen, el coste de construcción de los acumuladores por unidad de volumen, se reduce al aumentar el tamaño [5]. En conclusión, si se construyen grandes acumuladores estacionales que respondan a las necesidades de acumulación de un conjunto grande de viviendas, estos tendrán menos pérdidas y serán más económicos.

En este trabajo se presenta un análisis de sistemas solares térmicos de gran tamaño capaces de atender una parte significativa de las necesidades de ACS y calefacción del sector residencial a través de redes de distrito. Se muestran las características más relevantes de algunas instalaciones reales existentes. La simulación de estos sistemas con programas como TRNSYS [6] permite diseñar estas plantas mediante el cálculo secuencial en cortos periodos de tiempo de variables energéticas de estado (caudales, temperaturas, flujos de energía, etc.). El dimensionado correcto del campo de captadores y del acumulador térmico es un problema complicado de resolver que depende, especialmente, de la radiación solar y la demanda, ambas variables en el tiempo, tanto a lo largo del día como a lo largo del año.

Se diseña, dimensiona y estudia el comportamiento a lo largo del año de sistemas capaces de producir energía solar térmica para redes de calefacción de distrito que satisfacen las necesidades energéticas de bloques de viviendas en España. Se estudia cómo varían los criterios de dimensionado para España que con toda probabilidad serán diferentes a los del centro y norte de Europa. También se pretende estudiar como varían dichos criterios con la localización geográfica dentro de España y con el número de viviendas. Para el dimensionado básico y el análisis preliminar de situaciones se desarrollará una herramienta para el cálculo aproximado de estos sistemas utilizando la mínima información. Esta herramienta será validada mediante simulaciones con TRNSYS para un conjunto de casos. Un método sencillo de cálculo podría utilizarse ampliamente y sería de gran utilidad para el desarrollo de estos sistemas del mismo modo que el método f-Chart lo es para sistemas solares térmicos de ACS. Con esta herramienta y una estimación del coste de los equipos se va a evaluar el potencial de esta tecnología en España estudiando en particular el efecto de la localización geográfica y la fracción solar sobre el coste.

2. Estado del arte

En base a información de plataformas de investigación internacionales, programas de trabajo de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés, International Energy Agency) y datos públicos se han estudiado los sistemas solares de calefacción de distrito así como las características de sus componentes principales. Información más completa de estos sistemas se aporta en el ANEXO A: Grandes plantas solares térmicas.

2.1 Grandes sistemas solares térmicos

En la IEA existe un programa dedicado al estudio de sistemas solares para la producción de calefacción y refrigeración (SHC, por sus siglas en inglés, Solar Heating and Cooling). Este programa ha desarrollado múltiples trabajos de investigación denominados “Task”. La Task 45 “Large solar heating and cooling systems, seasonal storage and heat pumps” [7] comenzó en enero de 2011 y su objetivo es el estudio de grandes sistemas solares para calefacción, refrigeración con acumuladores estacionales y bombas de calor. Uno de los resultados de esta Task es la clasificación de grandes plantas solares [8] con superficie útil de campo de captadores térmicos mayor que 500 m². De acuerdo con este criterio el crecimiento del número de instalaciones solares térmicas de gran tamaño desde los años 90 ha sido exponencial (ver Figura 1).

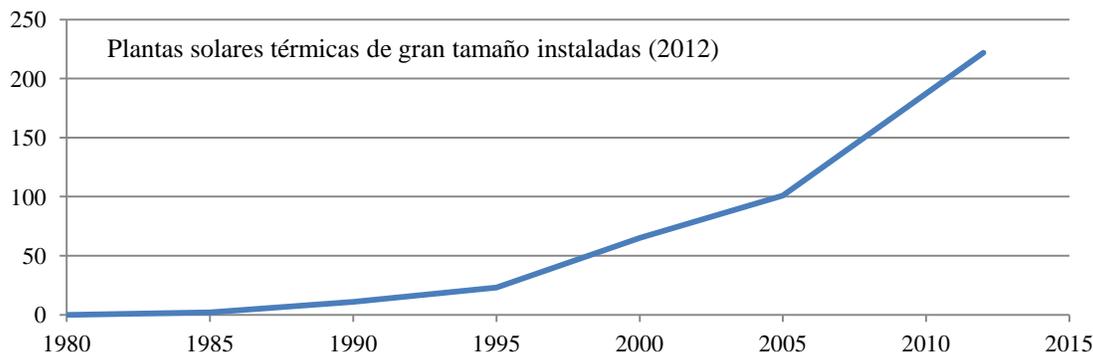


Figura 1: Evolución temporal del número de instalaciones en el Mundo [8]

Atendiendo a la ubicación de cada sistema, China es el país con mayor número de plantas (ver Figura 2), pero Europa tiene en conjunto casi el 60% de las instalaciones mundiales. España está en el sexto puesto en el ranking mundial de instalaciones solares térmicas de gran tamaño. Estas instalaciones españolas aportan calor a hospitales, complejos residenciales, centros deportivos, edificios públicos y edificios comerciales.

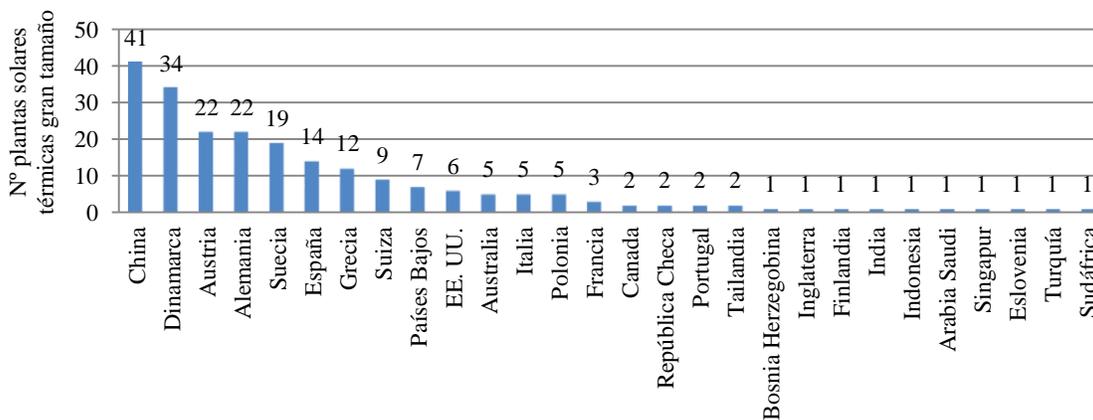


Figura 2: Distribución por países de las grandes instalaciones solares de producción de calor y frío [8]

Otra fuente de información disponible para analizar las instalaciones solares existentes es la plataforma de la Unión Europea “Solar District Heating” (SDH, por sus siglas en inglés) [9] que recopila información de sistemas solares térmicos instalados en Europa con una superficie de captación mayor que 1000 m². En su base de datos, disponible online [10], puede verse el tamaño y tipo del campo de captadores, el volumen y tipo del acumulador, el propietario de la instalación y la ubicación de la planta (ver Figura 3). De los 86 sistemas recogidos 21 disponen de acumulador estacional. Dos sistemas, sin acumulador estacional, están ubicados en España: uno en Haro aporta energía a un polideportivo y un sistema en Arteixo provee calor a la máquina de refrigeración de un edificio corporativo del grupo Inditex.

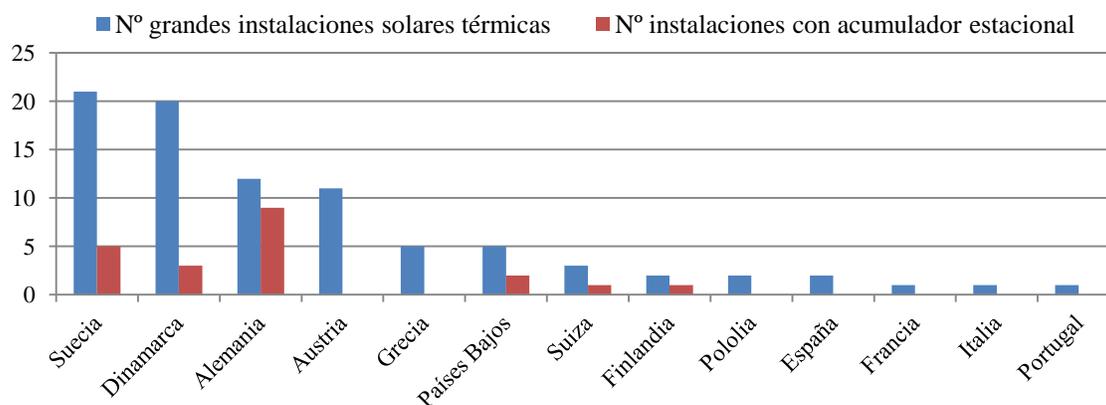


Figura 3: Distribución de las grandes instalaciones solares y acumuladores estacionales por países [10]

La composición más común en este tipo de sistemas, según los datos de la plataforma SDH, es la de campo de captadores solares planos sin acumulación estacional (ver Tabla 1). Pero este tipo de sistemas generan calor para grandes redes de distrito con una fracción solar baja o para una demanda sin grandes necesidades de acumulación. Para obtener altas fracciones solares de calefacción estacional en el sector residencial, la configuración más común es captador solar plano con acumulación térmica en agua.

Tabla 1: Configuración de las grandes plantas solares térmicas [10]

Tipo de captador		Tipo de acumulador estacional	
Captador solar plano	78	Acumulador térmico en agua	11
Captador sin cubierta	4	Acumulador térmico en agua/terreno	2
Captador de tubo de vacío	2	Acumulador térmico en terreno	5
Captador plano con drain-back	1	Acumulador térmico en acuíferos	3
Captador plano con reflector	1	Sin acumulador estacional	65

Aunque estas bases de datos están en continua actualización, no incluyen algunas de las últimas instalaciones que se han construido. En Dinamarca la instalación de este tipo de sistemas está aumentando rápidamente debido a que se está consiguiendo producir calor solar para redes de distrito con unos costes inferiores al precio de mercado de la calefacción de distrito convencional. Existe una página web que monitoriza en tiempo real la producción de 25 plantas [11]. Información más completa se aporta en el ANEXO A: Grandes plantas solares térmicas.

2.2 Ejemplos de aplicación

Se describe en este apartado dos plantas danesas en funcionamiento, Marstal y Braedstrup que suministran energía solar térmica a una red de calefacción de distrito. La información presentada proviene de la base de datos elaborada por el proyecto Solarge [12] que fue financiado por la Unión Europea.

Marstal

Una de las plantas más grandes del mundo de calefacción de distrito está ubicada en Marstal (ver Figura 4). La planta ha sufrido varias remodelaciones desde la primera instalación en 1996. Esta primera instalación contenía un campo de captadores de 8000 m² y un tanque de acero de 2100 m³ como acumulador de energía térmica. En 1999 se amplió el tamaño de la instalación con 1000 m² de captadores solares planos y un acumulador de 3500 m³ de agua y grava. En 2003 se añadieron 8000 m² de captadores solares planos además de un acumulador construido como una piscina cubierta de 10.000 m³. El coste de la instalación total fue de 7,3 millones de euros. La producción real de energía solar desde octubre de 2011 a octubre de 2012 fue de 7000 MWh/a [11]. Este sistema provee parte de las necesidades de calefacción de distrito de un total de 1420 usuarios con una superficie de viviendas de 209.769 m² cuya demanda anual es 19.039 MWh/a.



Figura 4: Planta solar térmica de Marstal [12]

Braedstrup

La planta solar se instaló en 2007 con un campo de captadores planos de 8000 m² y un tanque de agua de 2000 m³. La red de distrito de Braedstrup atiende a 1400 edificios con una demanda anual de 40.000 MWh/a. La planta solar cuya inversión inicial fue de 1,57 millones de euros tiene una producción anual de 4000 MWh/a (fracción solar del 10%). La red de suministro cuenta también con una planta de cogeneración de 7,8 MW y un conjunto de calderas de 22 MW.

Las ampliaciones, concluidas en 2012, han supuesto un aumento en el campo de captadores de 8600 m² y un incremento de la producción solar hasta 8900 MWh/a. Se han construido un tanque de agua caliente de 5500 m³ y un acumulador en terreno tipo “Borehole Thermal Energy Storage” (BTES). Este consiste en un conjunto de 48 pozos dispuestos en simetría hexagonal con un diámetro del conjunto de 24 m y una profundidad de 45 m. El volumen de terreno afectado por los pozos es de 19.000 m³. El BTES presenta costes de inversión menores que los tanques de agua caliente, para una misma capacidad. El sistema dispone de una bomba de calor de 1 MW que funciona produciendo calor a 85 °C. Tanto la planta de cogeneración como la bomba de calor pueden producir calor en cualquier momento del día y acumularlo en los tanques de agua caliente. Esta planta es un ejemplo interesante de integración energética utilizando varias fuentes de energía y acumulación estacional.

2.3 Componentes principales

Captadores solares térmicos

Los captadores solares planos que se utilizan en instalaciones de gran tamaño tienen un diseño específico para estas aplicaciones. Arcon [13] y Sunmark [14] son dos empresas danesas que fabrican captadores solares de gran tamaño (Figuras 5 y 6, respectivamente). Cada captador solar tiene una superficie aproximada de 14 m², máximo tamaño que puede transportarse en vehículos estándar. El absorbedor está compuesto por tubos de cobre conectados en los laterales y soldados a placas metálicas que hacen de aletas para aumentar la superficie de captación por tubo. La superficie de los tubos y de las aletas tiene un recubrimiento selectivo de alta absorción. Por el interior de los tubos del absorbedor circula el fluido térmico que capta la energía solar. Este fluido puede ser agua o una mezcla de agua con glicol. Sobre el absorbedor hay una cámara de aire cubierta mediante un vidrio templado, bajo en hierro y anti reflejos. En algunos modelos se utiliza una segunda capa intermedia transparente y muy fina de etil-tetrafluoroetileno (ETFE) que genera una segunda cámara de aire reduciendo las pérdidas de calor al exterior. El fondo y los laterales del absorbedor están aislados térmicamente del exterior con una capa de lana mineral de espesor entre 30 mm y 80 mm. La carcasa del captador es de aluminio y protege al absorbedor y al aislante del exterior además de sujetar el vidrio. El absorbedor tiene holgura y se puede mover libremente para absorber las dilataciones que sufre debido a los cambios de temperatura entre el día y la noche.

Los captadores tienen una conexión de entrada y otra de salida en su configuración normal y se pueden conectar en serie. Las conexiones de estos captadores son sencillas y al colocarlos en serie se minimizan las necesidades de tuberías, conexiones y tiempo de montaje. Se pueden colocar filas de hasta 14 unidades. Conectar series largas de captadores supone mayores pérdidas de presión en el circuito hidráulico y por tanto mayor consumo eléctrico, pero series cortas implican mayores costes de montaje.

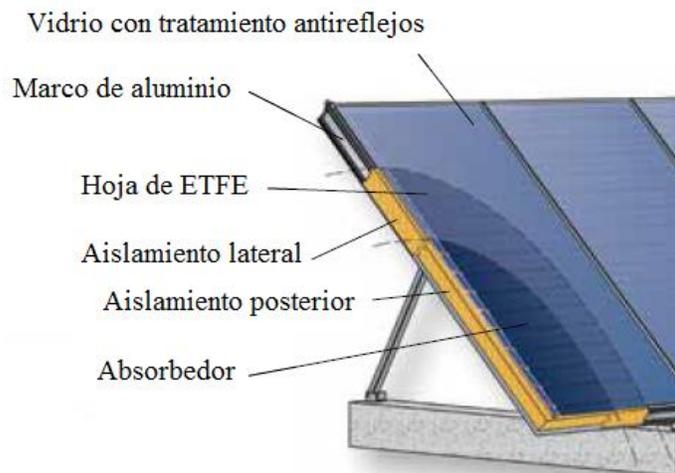


Figura 5: Esquema de composición de captador solar plano, Arcon [13]

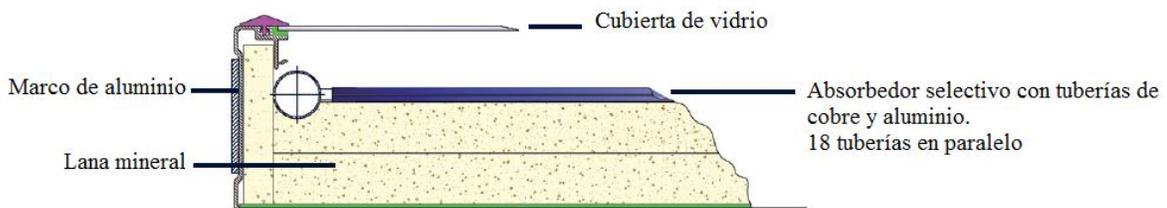


Figura 6: Esquema de composición (vista lateral) de captador solar plano, Sunmark [14]

Acumuladores estacionales

Existen cuatro tipos de acumuladores estacionales [15]: i) acumuladores térmicos en tanque de agua (water tank thermal energy storage, TTES), ii) acumuladores térmicos en balsa (pit thermal energy storage, PTES), iii) acumuladores térmicos en perforaciones en tierra (borehole thermal energy storage, BTES), y iv) acumuladores térmicos en acuíferos (aquifer thermal energy storage, ATES).

Los acumuladores de tanque de agua y los de balsa son los que permiten acumular una mayor cantidad de calor por unidad de volumen, entre 60 y 80 kWh/m³. Esta capacidad por unidad de volumen de almacenamiento del tanque se estima como la energía requerida para calentar 60 K el agua contenida en un volumen de 1 m³. La principal diferencia entre los acumuladores de tanque y las balsas es el tipo de construcción elegido. Los tanques son estructuras sólidas aisladas y ubicadas sobre tierra o enterradas. Las balsas se construyen con materiales impermeabilizantes que pueden (o no) tener aislamiento en el fondo pero siempre presentan una cubierta flotante que está aislada térmicamente. Cuando estos acumuladores se rellenan con una mezcla de grava y agua tiene una menor capacidad de almacenamiento, entre 30 y 50 kWh/m³.

El acumulador de conductos o perforaciones en tierra requiere de un terreno perforable con alta capacidad térmica, alta conductividad térmica y baja influencia hídrica. Puede almacenar entre 15 y 30 kWh/m³ y el coste de la instalación es inferior respecto de los tanques y otros sistemas de acumulación. Drake Landing, Braedstrup y otras plantas utilizan este tipo de acumulación.

Los acumuladores de energía térmica en acuíferos requieren la presencia de aguas subterráneas que no tengan caudales naturales de entrada y salida y que puedan utilizarse para acumular energía térmica. Estos acumuladores tienen una capacidad de almacenamiento de energía térmica entre 30 y 40 kWh/m³ y el coste es bajo.

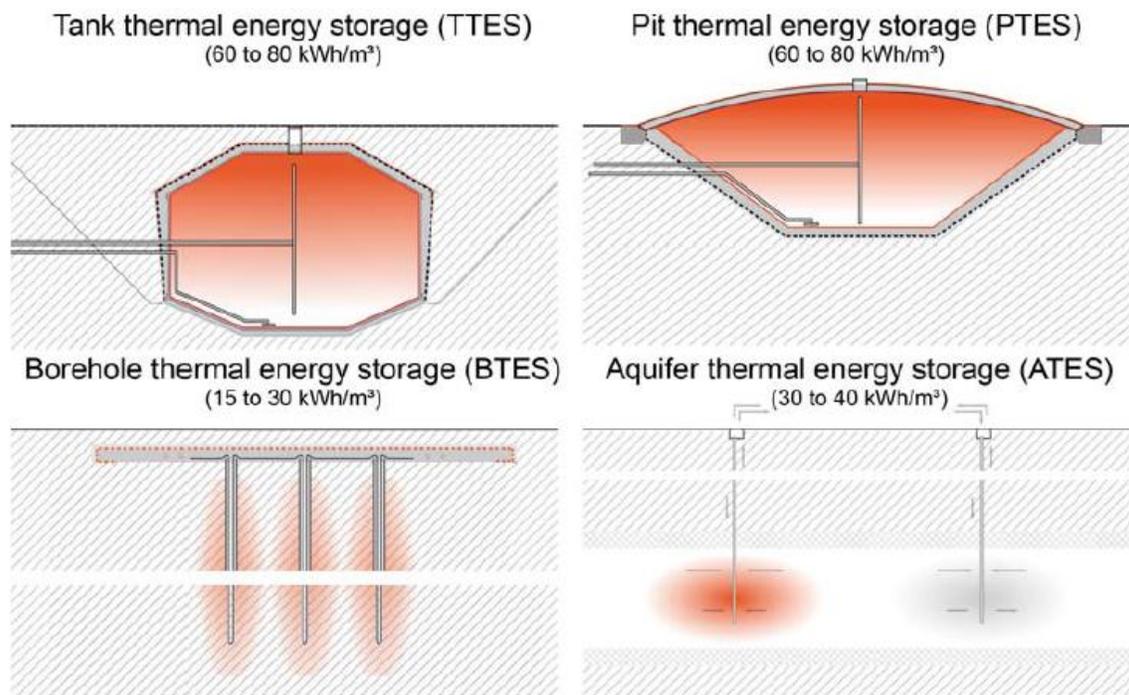


Figura 7: Cuatro tipos de acumulación estacional, figura de Solites [15]

Schmidt et al. [5] han presentado un resumen de acumuladores estacionales existentes en Alemania y otros lugares de Europa. En la Figura 8 puede verse la relación entre la inversión inicial necesaria y el volumen equivalente de los acumuladores estacionales, apreciándose una fuerte reducción de costes al aumentar el tamaño de éstos.

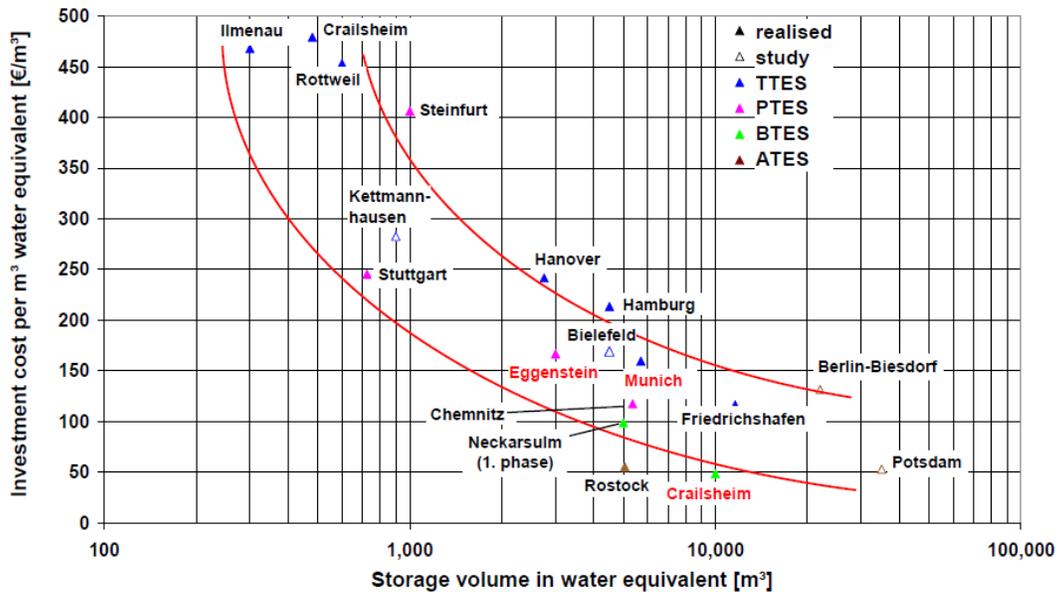


Figura 8: Coste de inversión de los sistemas de acumulación estacional [5]

2.4 Posibilidades de uso e integración energética

La integración energética de sistemas solares que aportan energía al sector residencial-comercial, consiste en utilizar del mejor modo posible los recursos disponibles para cubrir una demanda intermitente y distribuida en el tiempo con variaciones significativas hora a hora en el día, día a día en la semana y estación a estación a lo largo del año.

Considerando como sistema base un sistema centralizado con aporte solar térmico y acumulación estacional, pueden darse múltiples opciones de integración energética en función de los recursos energéticos disponibles. Propuestas de integración energética pueden realizarse desde la producción y desde la demanda [16] para mejorar la eficiencia del conjunto. Se pueden combinar distintas fuentes de energía con la producción solar de forma que hagan un uso eficiente de los recursos disponibles. Desde la demanda se pueden modificar las condiciones de suministro (ej. nivel de temperatura) o acumular varias necesidades (ej. ACS, calefacción, refrigeración, etc.) y usuarios (ej. viviendas, hoteles, hospitales, centros comerciales, etc.) mejorando la eficiencia del conjunto. En cualquier caso, el objetivo perseguido es alcanzar un menor coste de los productos obtenidos.

Cogeneración

Para evitar el sobredimensionado de los sistemas solares térmicos es necesaria la producción auxiliar de energía para cubrir los picos de demanda. Esta necesidad puede satisfacerse con calor de cogeneración. Una planta de cogeneración que proporcione calor auxiliar puede funcionar cuando sea necesaria una demanda extra de calor o cuando sea rentable la producción de electricidad, acumulando el calor extra producido para utilizarlo cuando haya demanda térmica. Una ventaja adicional de disponer de redundancia en la producción de calor es la mayor seguridad de suministro a los usuarios.

Bombas de calor

Para obtener un mayor rendimiento energético y uso de los captadores solares es posible producir agua caliente a baja temperatura que suministre calor al evaporador de una bomba de calor que genera energía térmica a una temperatura suficientemente alta para el servicio demandado. La combinación con bombas de calor ha demostrado ser útil en lugares donde resulta difícil generar calor mediante radiación solar a una temperatura suficiente para el servicio. Diferentes estudios han mostrado que en estos casos resulta interesante utilizar captadores sin cubierta [17]. Así por ejemplo en Suiza se ha probado este sistema consiguiendo a lo largo del año un valor del coeficiente de operación (COP) de 3 en el sistema conjunto sin necesidad de utilizar otro sistema auxiliar de apoyo [18]. Se han realizado comparaciones entre distintas combinaciones de captadores solares térmicos, bombas de calor y captadores fotovoltaicos, buscando la mejor manera de satisfacer diferentes demandas con un espacio limitado en cubierta, llegándose a la conclusión de que la configuración más adecuada depende del tipo de servicio y de la magnitud de la demanda [19].

Otra forma interesante de utilización de las bombas de calor consiste en extraer energía del acumulador estacional cuando la temperatura en el mismo es insuficiente para atender la demanda. Así se aumenta la capacidad de almacenamiento térmico con el mismo volumen de acumulación. Las bombas de calor se pueden aplicar en sistemas CSHPSS para extraer calor del acumulador descendiendo la temperatura mínima de éste hasta los 6 °C [20]. En sistemas sin bomba de calor la temperatura mínima en el acumulador es la temperatura del agua de retorno, que superará los 30°C con redes de suministro de baja temperatura.

Captadores solares de media y alta temperatura

La producción de energía térmica con radiación solar puede producirse a alta temperatura mediante captadores solares parabólicos. Varios grupos de trabajo del programa SHC de la IEA se dedican al estudio de la utilización industrial de la energía solar térmica: Task 33 "Solar Heat for Industrial Processes", Task 49 "Solar Process Heat for Production and Advanced Applications". Este tipo de captadores pueden integrarse en procesos industriales como la pasteurización de la leche [21]. El calor solar captado a alta temperatura puede utilizarse con apoyo de otra fuente de energía para la producción de electricidad en un ciclo Rankine de vapor obteniendo importantes ahorros de combustible [22]. El calor producido en estos captadores también puede utilizarse con máquinas de absorción que generen frío para el sector industrial o residencial-comercial [23]. La integración con un sistema de calefacción de distrito puede aumentar el uso efectivo de los equipos de captación térmica cuando la producción de calor solar es superior a la demanda térmica de las aplicaciones industriales.

Biomasa

En España la biomasa es la fuente de energía renovable con mayor aporte al sector residencial [1]. La biomasa puede utilizarse en calderas individuales o colectivas, pero las últimas sólo pueden aceptar ciertos tipos de combustible como pellets. La biomasa en general se puede utilizar como fuente auxiliar a la energía solar para alimentar una red de distrito [24]. Aprovechando la energía química de la biomasa para complementar la fracción solar puede conseguirse una fracción "renovable" del 100%. Otra ventaja es que la biomasa puede almacenarse desde la época de recolección en Abril-Mayo hasta su uso en invierno sin pérdidas de calor al ambiente y con unos costes de almacenamiento que pueden ser inferiores a los de los acumuladores térmicos.

Demanda

El calor solar captado puede utilizarse para alimentar a una red de calefacción de distrito. La temperatura de suministro de la red de distrito puede ser de tan sólo 50°C si los edificios utilizan

sistemas de calefacción con suelo radiante u otras tecnologías de baja temperatura. Para mantener una baja temperatura en la red de distrito se puede instalar una red doble de distribución: una que distribuya ACS a temperatura de consumo y otra de baja temperatura que cubra las necesidades de calefacción [25].

Otros sistemas suministran calefacción de distrito a una temperatura de 80°C o superior que puede utilizarse para cubrir tanto la demanda de calefacción como la de ACS. En este caso, el sistema de distrito tiene temperatura suficiente para proporcionar refrigeración a los usuarios con una máquina de absorción en el punto de demanda. También es posible la instalación de redes de distrito de refrigeración paralelas a las de calor que distribuyen frío generado con máquinas de absorción centralizadas. El uso de calor para la producción de frío en verano resulta de gran interés porque aprovecha el exceso de producción de calor solar en verano para atender otra demanda. El suministro de distintos servicios homogeneiza la demanda a lo largo del año reduciendo las necesidades de acumulación y mejorando el rendimiento.

Si el proyecto de producción y de edificación se diseña de forma integrada, se pueden construir sistemas en los cuales el sistema de captación, acumulación y las viviendas aprovechen el mínimo espacio contiguo (ej. Drake Landing, Canadá [26]).

2.5 Métodos de cálculo y criterios de diseño

Los sistemas de calefacción en edificios de viviendas del sector residencial comercial se dimensionan para satisfacer la máxima demanda de calefacción. El dimensionado se realiza mediante el cálculo de la potencia máxima requerida para mantener las condiciones de confort dentro del edificio ante unas condiciones ambientales determinadas.

El diseño de sistemas solares térmicos es más complejo que el de las calderas convencionales puesto que la producción de energía térmica es variable a lo largo del año y del ciclo diario. La eficiencia de los captadores varía con la radiación exterior, temperatura ambiente y temperatura del acumulador haciendo necesario conocer las condiciones ambientales en cada momento y el estado del acumulador en el instante anterior para calcular el funcionamiento de los captadores.

Distintos métodos se han propuesto para realizar el cálculo del funcionamiento de los captadores de manera sencilla durante periodos determinados mediante datos elaborados o correlaciones empíricas de rendimiento de captadores [27 28 y 29]. Estos métodos permiten calcular el funcionamiento del sistema en periodos mensuales de un sistema solar con acumulación estacional o dimensionar los equipos para obtener un comportamiento deseado en el sistema sin la utilización de simulaciones. En el ANEXO E: Método simple de cálculo de sistemas CSHPSS se completa información sobre métodos simples de cálculo de este tipo de instalaciones.

Experiencia de proyectos y estudios anteriores

La Task VII del programa SHC emitió un informe sobre plantas solares con acumulación estacional existentes en todo el mundo en los años 90 explicando los criterios generales de diseño utilizados y los resultados obtenidos [30]. La principal conclusión que se obtuvo es que estos sistemas no son adecuados para demandas inferiores a 500 MWh/a lo que implica plantas de suministro centralizadas que suministren a usuarios individuales o comunidades cuya demanda sea superior a este valor. También se dedujo que los sistemas de calefacción con aporte solar estacional tienen que ser diseñados de forma distinta a los sistemas de calefacción habituales empleando como criterio de diseño la demanda anual a suministrar (MWh/a) en vez de la potencia pico requerida por la demanda (MW). La planificación y el diseño de plantas solares con acumulación estacional es

más complejo que el de las instalaciones de calefacción central del sector residencial y es necesario cálculos avanzados para obtener un aprovechamiento óptimo de la elevada inversión requerida.

Simulación dinámica de sistemas solares centralizados

El software TRNSYS [6] permite calcular mediante simulación, los valores en el tiempo de las variables de estado (caudales, temperaturas, flujos de energía, etc.) de un sistema de producción de energía cuyo comportamiento dependa de variables temporales (demanda de calor, radiación recibida, etc.). De las simulaciones se pueden obtener resultados integrados por períodos (minuto/hora/mes/año) además del conocimiento de condiciones instantáneas del sistema (temperatura del tanque, rendimiento instantáneo). Este software para el diseño y evaluación de sistemas solares térmicos ha sido utilizado en múltiples proyectos.

Numerosos artículos [22, 25, 26, 31, 32 y 33] han sido presentados en los últimos años en los cuales mediante simulaciones con TRNSYS se muestra que es posible estimar el funcionamiento de este tipo de sistemas y que además los resultados obtenidos representan el comportamiento de instalaciones reales con diferencias en los flujos energéticos anuales inferiores al 3% [31].

3. Simulación de sistemas centralizados solares con acumulación estacional

Como ya se ha explicado con anterioridad, un sistema solar térmico centralizado con acumulación estacional (CSHPSS) es un sistema que utiliza energía solar térmica para suministrar calor a baja temperatura a una red de distrito. Este sistema aprovecha la radiación solar que se capta a lo largo del año (en verano e invierno) y compensa los desequilibrios entre la demanda de energía térmica y la captación solar mediante un acumulador térmico de gran capacidad. Cuando entre la producción instantánea y la acumulación de energía solar no se consigue cubrir la demanda, una fuente auxiliar apoya al sistema solar.

Para evaluar el funcionamiento de sistemas CSHPSS en España, se han realizado simulaciones dinámicas con el software TRNSYS [6]. En numerosos proyectos estas simulaciones han demostrado obtener resultados similares al comportamiento de instalaciones reales (ver apartado 2.5). TRNSYS es un software de manejo relativamente sencillo que simula el comportamiento de un sistema mediante la conexión de equipos y componentes ya programados. Además se pueden introducir datos por ficheros y se pueden generar resultados de cada instante así como balances en periodos más largos que el correspondiente al paso de cálculo.

3.1 Descripción del modelo de simulación

Se ha desarrollado un modelo en el cual varios circuitos de agua caliente transportan la energía térmica procedente de los captadores solares hasta la red de distribución (ver Figura 9). El circuito del campo solar transporta una mezcla agua-glicol desde el campo de captadores al intercambiador de calor a través de una tubería. Después envía de vuelta el fluido a los captadores pasando por una bomba de impulsión y a través de una tubería. Los captadores utilizados en el modelo son ARCON HT-SA 28/10 [13] cuyo rendimiento óptico (k_0) es 0,816 y los coeficientes de pérdidas son (k_1) 2,235 W/(m²·K) y (k_2) 0,0135 W/(m²·K²) según norma UNE 12975-2 [34]. Estos captadores tienen un área útil por unidad de 12,52 m². Las tuberías por las que pasa el fluido tienen una longitud de 500 m y están recubiertas por 60 mm de aislante de conductividad 0,04 W/(m·K).

Los captadores solares están inclinados 45° con una desviación sur 0°. El flujo másico específico del campo de captadores por área útil del campo de captadores es 20 (kg/h)/m². El caudal afecta tanto a la eficiencia final del campo de captadores como a la estratificación del tanque. El intercambiador de calor utilizado tiene un área de intercambio y un coeficiente de intercambio de calor que fue calculado para un caso particular con el programa de cálculo de Sedical [35] para obtener una eficacia del 95% trabajando a plena carga. El área del intercambiador se recalcula para cada caso proporcionalmente al flujo total. Las bombas se dimensionan para cubrir las pérdidas de carga del sistema al caudal requerido. El intercambiador de calor produce una pérdida de carga de 46 kPa.

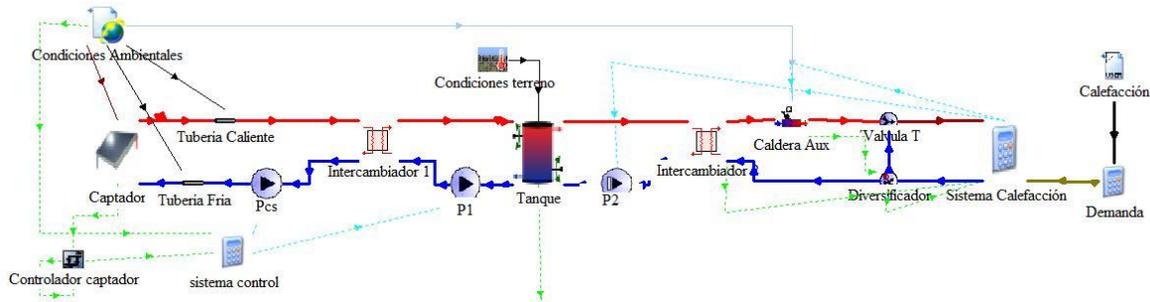


Figura 9: Esquema del modelo TRNSYS mostrando los componentes principales del CSHPSS

La bomba de impulsión del campo de captadores es de desplazamiento fijo y envía el caudal de diseño de manera constante a los captadores con un rendimiento del motor eléctrico del 90%,

rendimiento térmico de la bomba del 60% y rendimiento global del 54%. Esta bomba y las demás del sistema se dimensionaron con el programa de cálculo de Sedical [35].

El controlador del campo de captadores acciona la bomba de impulsión cuando la temperatura a la salida de los captadores alcanza el valor de la temperatura del agua en la zona inferior del tanque más un valor o filtro. La bomba se para cuando la temperatura a la salida de los captadores no alcanza la temperatura de la parte inferior del tanque más un filtro de control. El controlador se ha programado con un filtro de accionamiento de 3 K y un filtro de parada de 0 K. En cualquier caso, si el controlador detecta una temperatura de la mezcla de agua y glicol a la salida de los captadores mayor que 99,9°C desconecta la bomba para prevenir la ebullición del agua y daños en los equipos.

El circuito primario del acumulador estacional conecta el intercambiador de calor del campo de captadores con el acumulador estacional. La bomba es de desplazamiento fijo y envía el caudal cuando está en operación con un rendimiento del motor del 83%, rendimiento de la bomba del 71% y rendimiento global del 59%. Esta bomba impulsa el agua fría proveniente de la parte inferior del acumulador estacional hacia el intercambiador del campo solar donde se calienta, tras lo cual es conducida a la parte superior del acumulador. Esta bomba funciona sincrónicamente con la bomba del campo de captadores y la capacidad calorífica del caudal de este circuito es igual que la del caudal que circula por el campo solar.

El acumulador estacional es un tanque de agua caliente de gran tamaño ubicado bajo tierra. El tanque se supone dividido en diez nodos con distintas temperaturas para simular la estratificación térmica del agua. El tanque está aislado con 25 cm de poliestireno extruido (XPS) cuya conductividad térmica es 0,03 W/(m·K) y transfiere calor al ambiente a la temperatura del terreno. El tanque comienza a funcionar el primer año con temperatura en todos sus nodos de 30°C. La simulación se realiza durante dos años consecutivos y se utiliza el segundo año como resultado, puesto que en el primero el acumulador térmico comienza totalmente descargado.

El calor se extrae del acumulador transportando agua caliente desde la parte superior del tanque al intercambiador de calor de la red de distribución e introduciendo el agua fría de salida de este intercambiador por la parte inferior del acumulador. Este intercambiador de calor con una eficacia del 95% transfiere el calor al flujo de la red de distribución. El caudal del secundario depende de la demanda y el caudal de salida del acumulador tiene la misma capacidad calorífica que el de distribución y es impulsada por una bomba de caudal variable. La potencia normalizada consumida por la bomba del secundario depende del caudal normalizado a través de un polinomio de segundo orden cuyos coeficientes son: 0,3436, 0,9717 y -0,314. El rendimiento del motor eléctrico es del 90%, la eficiencia de la bomba es del 60% y el rendimiento global es del 54%. La bomba se dimensiona para poder satisfacer la máxima demanda a las temperaturas de suministro y retorno en la red de distribución.

El agua caliente de salida del intercambiador se transfiere a un calentador auxiliar. El calentador auxiliar aporta energía térmica de un combustible con una eficiencia del 93% para alcanzar la temperatura de suministro de 50°C. Si la temperatura de salida del intercambiador es superior a la temperatura de suministro el flujo se mezcla con agua de retorno de la red de distribución. El caudal que se envía a la red de distrito es la suma del caudal de salida del intercambiador más el caudal de realimentación a la temperatura de retorno. La temperatura de retorno de la red de distrito es 30°C.

El caudal de la red de distribución varía con la demanda de calefacción requerida. La demanda de este sistema es la demanda de calefacción de un grupo de viviendas. Esta demanda con distribución horaria proviene de la simulación de un edificio con la herramienta TRNBuild de

TRNSYS. El edificio simulado cumple la normativa española para edificios de nueva construcción, Código Técnico de la Edificación (CTE) [36].

El paso de cálculo utilizado para la simulación con TRNSYS es de 15 minutos, por lo que se interpolan los datos horarios de demanda y los climáticos tomados de Energy Plus [37]. Los resultados principales que se obtienen del modelo son flujos de calor y temperatura. Más información sobre datos climáticos en el ANEXO C: Datos climáticos. En el ANEXO B: Descripción del modelo TRNSYS, sistema, componentes y demanda se proporciona la descripción de los componentes utilizados en la simulación así como el valor de los parámetros de diseño utilizados para los equipos y las consignas de los controladores. También se describe el modelo desarrollado con TRNBuild para la simulación térmica de un edificio de viviendas.

3.2 Análisis del sistema

Para la ciudad de Zaragoza se ha calculado la demanda hora a hora de un edificio de viviendas de 7 plantas que cumple la normativa aplicable a edificios de nueva construcción. Este edificio con una superficie de viviendas de 2520 m² tiene una demanda anual de calefacción de 138,3 MWh.

El caso de estudio que se va a realizar contempla el dimensionado y cálculo del funcionamiento de un sistema CSHPSS que cubra la demanda de una comunidad de 1000 viviendas de 100 m² semejante a la obtenida mediante la simulación. La demanda para esta comunidad es de 5488 MWh/a y la potencia instantánea máxima requerida es de 3088 kW.

El sistema CSHPSS está formado por múltiples equipos: captadores, tuberías, bombas, intercambiadores, acumulador estacional, caldera auxiliar; de los cuales hay que definir sus dimensiones: nº de unidades, diámetro, caudal, área, volumen, potencia, etc. Para el cálculo del sistema es necesario conocer las dimensiones de todos los componentes del sistema no siendo posible dejarlos como incógnita en el cálculo. Para seleccionar las dimensiones más adecuadas de cada equipo pueden realizarse análisis paramétricos variando una de las dimensiones y utilizando reglas de semejanza para el dimensionado del resto de equipos.

El área del campo de captadores y el volumen del acumulador son las dos dimensiones principales del sistema. Para dimensionar el área de captadores y el volumen del acumulador y comparar entre casos se utilizan las siguientes ratios:

- Ratio Área Demanda (RAD): Área de captación en m² ÷ Demanda anual en MWh/a
- Ratio Volumen Área (RVA): Volumen del acumulador en m³ ÷ Área de captación en m²

Para la ciudad de Zaragoza se calcula el funcionamiento del sistema con la ratios de diseño RAD = 0,6 y RVA = 7. Existen más parámetros de diseño que pueden modificarse y que afectan al funcionamiento y rendimiento final de la instalación. Las reglas de análisis dimensional con las que se calculan las dimensiones de los demás equipos se muestran en el ANEXO B.

- Nº de captadores = 263
- Área total de captadores = 3293 m²
- Diámetro interno de tuberías del campo solar = 130 mm
- Potencia de las bombas del captador solar = 17,9 kW
- Área efectiva del intercambiador de calor del campo solar = 340 m²
- Potencia de la bomba de carga del acumulador = 1,69 kW
- Volumen del acumulador = 23048 m³
- Potencia de la bomba de descarga del acumulador = 6,35 kW

- Área efectiva del intercambiador de calor del campo solar = 995 m²
- Potencia máxima de salida de la caldera = 3088 kW
- Eficiencia de la caldera = 93%

La simulación del sistema se realiza durante dos años seguidos con paso de cálculo 15 minutos, obteniendo para cada caso temperaturas y flujos de calor. Se muestra en la Figura 10 la temperatura del acumulador en los nodos superior e inferior y varios nodos intermedios a lo largo de dos años de operación.

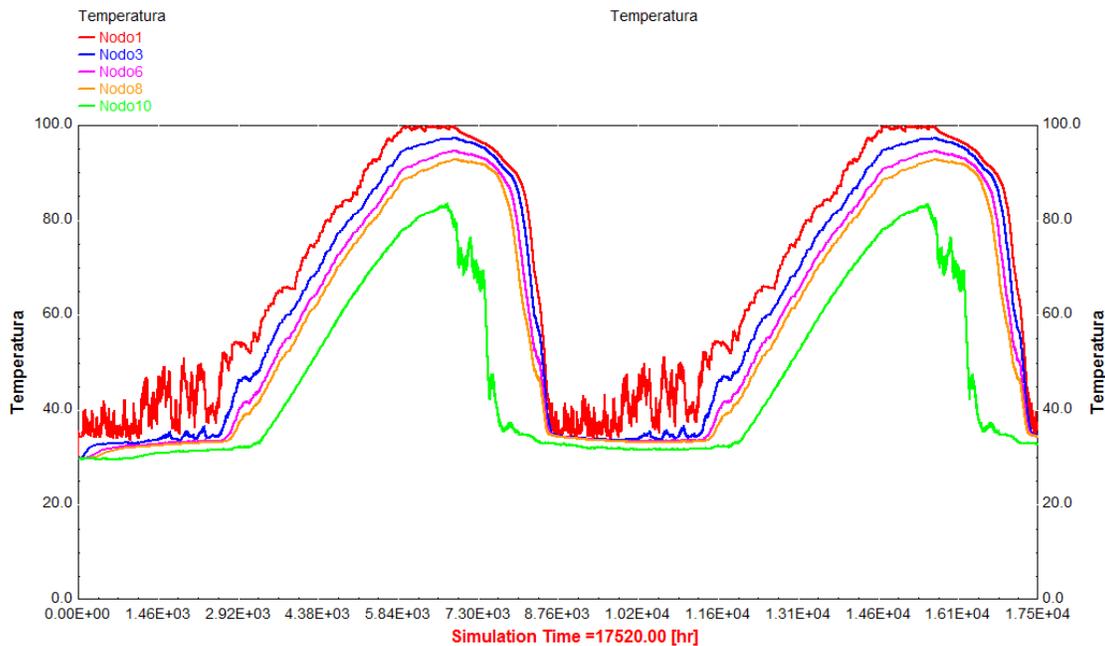


Figura 10: Variación de la temperatura en el tanque de acumulación a lo largo de dos años (Zaragoza, 1000 viviendas, RAD=0,6, RVA=7)

Los resultados del segundo año son los utilizados como resultados anuales del sistema. El primer año el acumulador comienza con una temperatura constante en el acumulador de 30°C. Las transformaciones de energía en el sistema simulado se muestran en el diagrama de flujos de la Figura 11.

Planta de calefacción solar centralizada con acumulación estacional y calentador auxiliar

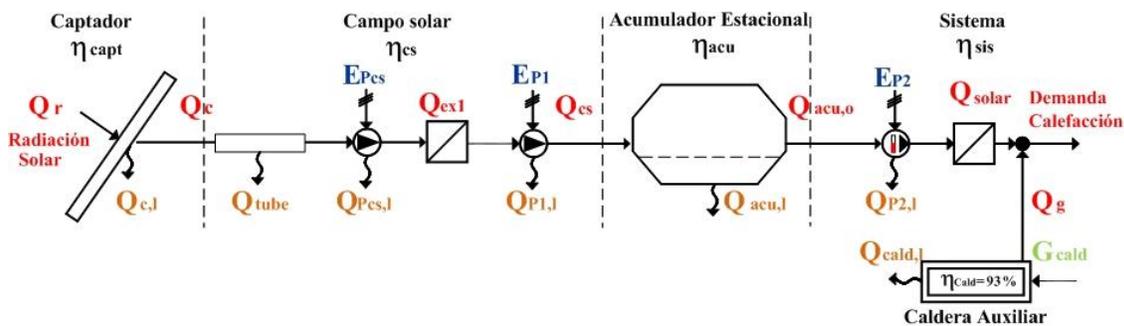


Figura 11: Diagrama de flujos de energía en la central solar térmica con acumulación estacional

La radiación incidente los captadores inclinados, el calor captado y las pérdidas de calor de los captadores se denominan Q_r , Q_c y $Q_{c,i}$. En el transporte en el campo de captadores se producen

pérdidas de calor en las tuberías $Q_{tub,e}$. Las bombas que impulsan el fluido caloportador tienen un consumo de energía eléctrica E_{Pcs} y E_{P1} y pérdidas de calor al ambiente $Q_{Pcs,1}$ y $Q_{P1,1}$. Al acumulador estacional se le cede el flujo neto de energía Q_{cs} . La transferencia de calor al ambiente del acumulador estacional es $Q_{acu,1}$. El calor descargado por el acumulador estacional es $Q_{acu,o}$. Una bomba de caudal variable impulsa el fluido consumiendo energía eléctrica E_{P2} y con unas pérdidas de calor al ambiente $Q_{P2,1}$. La demanda anual Q_d se cubre entre el calor aportado por el sistema solar Q_{solar} y el calor aportado por la caldera auxiliar Q_g , que tiene un consumo de gas G_{cald} y unas pérdidas denominadas $Q_{cald,1}$.

Tabla 2: Principales flujos de energía del sistema (MWh/mes, MWh/a)

	Q_r	Q_c	$Q_{tub,e}$	E_{Pcs}	E_{P1}	Q_{cs}	$Q_{acu,1}$	$Q_{acu,o}$	E_{P2}	Q_{solar}	Q_g	Q_d
Ene	317	189	5,0	3,6	0,34	187	8,0	197	3,5	199	1110	1309
Feb	382	242	4,5	4,0	0,38	240	7,3	228	2,8	229	636	865
Mar	508	333	4,9	5,1	0,48	332	8,6	318	2,6	319	313	632
Abr	503	333	4,4	5,5	0,52	333	8,8	223	2,0	224	142	366
May	555	374	4,3	6,1	0,58	374	12,0	80	1,2	80	0	80
Jun	561	357	5,4	6,0	0,56	355	16,5	0	0	0	0	0
Jul	630	373	7,4	6,0	0,57	370	22,6	0	0	0	0	0
Ago	637	337	9,6	5,6	0,53	331	27,5	0	0	0	0	0
Sep	536	158	10,6	3,3	0,32	150	29,8	0	0	0	0	0
Oct	471	164	11,0	3,5	0,33	156	30,9	142	1,4	142	0	142
Nov	344	188	6,5	3,5	0,33	184	24,1	807	2,0	807	0	807
Dic	297	174	5,1	3,4	0,32	171	13,6	977	2,9	977	310	1287
Anual	5741	3224	79	56	5	3181	210	2972	18	2978	2510	5488

En la Figura 12 se muestran los aportes de energía que cubren la demanda de cada mes ($Q_d = Q_{solar} + Q_g$). Durante los primeros meses de demanda (octubre, noviembre y diciembre) ésta se cubre mayoritariamente con energía solar mientras el tanque se descarga. A partir de Enero la demanda que puede ser cubierta con energía solar corresponde con la producción solar del mes (ver línea continua negra en el gráfico captación solar).

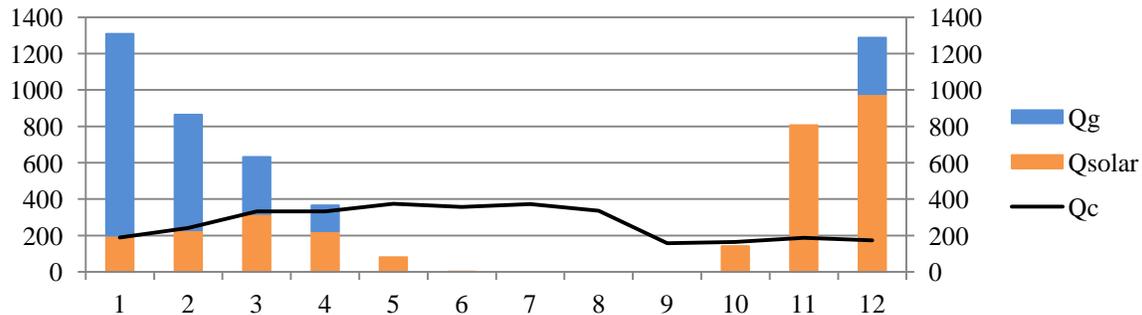


Figura 12: Aporte mensual solar (naranja) y auxiliar (azul) a demanda y producción mensual de los captadores (Zaragoza, 1000 viviendas, RAD=0,6, RVA=7)

La fracción solar del sistema, el rendimiento de los captadores y el rendimiento del campo solar pueden calcularse de manera instantánea, en cada momento, en base mensual y anual.

$$FS = \frac{Q_{solar}}{Q_d} \quad (3.1)$$

$$\eta_{capt} = \frac{Q_c}{Q_r} \quad (3.2)$$

$$\eta_{cs} = \frac{Q_{cs}}{Q_c} \quad (3.3)$$

El rendimiento del acumulador estacional viene dado por el balance anual

$$\eta_{acu} = \frac{Q_{acu,o}}{Q_{cs}} \quad (3.4)$$

El rendimiento global del sistema solar se calcula como el cociente entre el calor solar anual y la radiación incidente anual.

$$\eta_{sis} = \frac{Q_{solar}}{Q_r} \quad (3.5)$$

Para el caso mostrado los rendimientos anuales y medios mensuales del sistema se muestran en la Tabla 3 así como la temperatura media del tanque (\bar{T}_{acu}). El sistema obtiene una fracción solar del 54%. La acumulación estacional del sistema permite obtener esta fracción solar con un alto rendimiento anual del sistema 52%.

Tabla 3: Rendimiento medio del sistema

	Annual	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
FS	54%	15%	26%	50%	61%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	76%
η_{capt}	56%	60%	63%	66%	66%	67%	64%	59%	53%	30%	35%	55%	59%
η_{cs}	99%	99%	99%	100%	100%	100%	100%	99%	98%	95%	95%	98%	98%
η_{acu}	93%												
η_{sis}	52%												
\bar{T}_{acu} (°C)	57,6	33,7	33,8	34,0	37,8	48,6	61,4	74,6	86,2	90,7	90,1	65,5	34,4

3.3 Diseño para 10 ciudades españolas

La ubicación geográfica de un sistema CSHPSS afecta al dimensionado de los equipos. La distinta radiación anual recibida determina la producción anual del campo de captadores y la crudeza y duración del periodo de calefacción afectan a la magnitud y distribución de la demanda de calor y a las necesidades de acumulación. Se ha calculado el funcionamiento de estos sistemas en diez ciudades españolas para evaluar en qué lugares puede ser más adecuado su instalación. Las diez ciudades que han sido elegidas son representativas de los diferentes climas de España y además son ciudades con una demanda anual de energía térmica para calefacción significativa.

Con el objeto de comparar las prestaciones de los sistemas CSHPSS en las distintas ciudades se han generado una serie de casos manteniendo constantes los siguientes criterios de diseño:

1. Satisfacer la demanda de calefacción de una comunidad con el mismo número y tamaño de viviendas (1000 viviendas). Esta demanda se ha obtenido mediante la simulación de un edificio que cumple la normativa exigida de eficiencia energética en viviendas de nueva construcción.
2. Fracción solar similar en los distintos casos (50%) seleccionando un ratio RAD adecuado para cada caso
3. Sistemas capaces de acumular todo el calor producido en verano. Selección del parámetro RVA hasta conseguir que el tanque quede totalmente cargado al final del periodo de carga.
4. Mantener las mismas reglas de proporcionalidad para el dimensionado de los demás equipos auxiliares que se han aplicado al caso base desarrollado en Zaragoza.

Para el cálculo de cada ciudad se han utilizado los datos climáticos públicos de la base de datos de Energy+. Las demandas en cada caso se han obtenido a partir de la simulación de un edificio de viviendas. Este edificio de viviendas se ha modificado para cumplir los requerimientos mínimos de cada una de las zonas climáticas que indica el CTE. En la Tabla 4 se resumen algunas

características climáticas de cada ciudad, la demanda anual obtenida a partir de la simulación del edificio y los ratios de diseño utilizados en el cálculo para satisfacer los criterios de diseño descritos.

Tabla 4: Parámetros y ratios de diseño para conseguir un sistema CSH PSS con fracción solar aproximada del 50%

Ciudad	Radiación horizontal (kWh/a)/m ²	Demanda de calefacción (kWh/a)/m ²	RAD m ² /(MWh/a)	RVA m ³ /m ²	FS	Máxima temperatura media del acumulador °C
Jaén	1759	37,33	0,45	9,0	50,1%	87,0
Salamanca	1622	77,46	0,50	7,5	51,3%	87,9
Ávila	1594	84,26	0,50	6,0	50,9%	88,4
Madrid	1558	58,40	0,55	8,0	53,0%	87,0
Zaragoza	1537	54,88	0,52	8,0	49,9%	87,4
Barcelona	1524	41,67	0,50	7,0	49,4%	88,7
Soria	1492	88,68	0,55	6,5	50,1%	88,2
Burgos	1433	84,26	0,60	6,0	50,6%	89,2
Vitoria	1297	86,49	0,70	5,0	52,2%	88,7
Oviedo	1150	70,88	0,75	3,0	49,8%	89,9

Las ciudades con mayor radiación requieren una dimensión menor del campo de captadores por unidad de demanda para obtener la misma fracción solar. Por el contrario las necesidades de acumulación por unidad de superficie de captadores son más elevadas en las ciudades con mayor radiación. Además de una mayor captación de energía térmica por unidad de superficie de captadores estas ubicaciones tienen inviernos más cortos por lo que aumentan las oportunidades de acumulación. En la Tabla 5 se muestran los flujos anuales de calor y el rendimiento anual de los equipos para las distintas ciudades.

Tabla 5: Flujos anuales de calor (en MWh/a) y rendimientos del sistema CSH PSS

MWh/a	Q _r	Q _c	Q _{solar}	Q _g	η _{capt}	η _{cs}	η _{acu}	η _{sis}	FS
Jaén	3303	2035	1870	1863	61,6%	99,1%	92,5%	56,6%	50,1%
Salamanca	7090	4235	3977	3769	59,7%	98,9%	94,8%	56,1%	51,3%
Ávila	7659	4532	4285	4141	59,2%	98,9%	95,4%	55,9%	50,9%
Madrid	5588	3332	3094	2746	59,6%	98,9%	93,7%	55,4%	53,0%
Zaragoza	4975	2963	2740	2748	59,5%	98,9%	93,3%	55,1%	49,9%
Barcelona	3680	2217	2057	2109	60,2%	98,9%	93,5%	55,9%	49,4%
Soria	8137	4717	4440	4428	58,0%	98,8%	95,1%	54,6%	50,1%
Burgos	9019	5110	4814	4690	56,7%	98,7%	95,2%	53,4%	50,6%
Vitoria	8726	4799	4514	4135	55,0%	98,6%	95,2%	51,7%	52,2%
Oviedo	6885	3718	3527	3561	54,0%	98,5%	96,0%	51,2%	49,8%

Obteniendo una fracción solar similar para todos los casos (≈50 %), el RAD necesario es distinto debido a la diferente radiación anual. El rendimiento de los captadores es superior en ciudades con alta radiación como Jaén. Las ciudades con menores necesidades de acumulación (Oviedo RVA=3) obtienen una mayor eficiencia en acumulación. Esta menor necesidad de acumulación se debe a una mayor distribución de la demanda a lo largo del año. Ciudades con alta radiación y una demanda que se distribuya más regularmente a lo largo del año serán las más adecuadas para la instalación de estos sistemas

4. Método simple de evaluación de centrales

Tras obtener resultados mediante simulaciones del comportamiento de centrales solares térmicas con acumulación estacional se ha detectado que es necesario, para poder evaluar el potencial de estas instalaciones en España, el desarrollo de una herramienta que estime el funcionamiento de sistemas CSHPSS con información más simple pero que tenga en cuenta las características climáticas y de demanda propias de cada ubicación.

Se ha desarrollado un método de cálculo de sistemas CSHPSS basado en datos climáticos promedio, correlaciones de variables climáticas, balances de energía y condiciones de operación como otros autores han hecho [27-29, 38] (ver ANEXO E: Métodos simples de cálculo de sistemas CSHPSS). Este método denominado método simple se ha programado en el software Engineering Equation Solver (EES) [39] y aplicado sobre los casos definidos en el apartado anterior. Su validación se presenta al final del capítulo. Se comprueba que el método simple permite evaluar y pre-diseñar plantas solares con acumulación estacional con un grado de precisión aceptable.

4.1 Descripción

El método simple parte de la posibilidad de realizar un cálculo aproximado mensual de la producción del campo de captadores y de la capacidad armonizadora entre demanda y producción del acumulador estacional. La producción del campo de captadores (Q_c) se calcula simulando su operación hora por hora a lo largo de un día tipo representante del mes. Si existe demanda en el mes parte del calor captado podrá ser utilizado para cubrir esta demanda (Q_b). La carga (Q_e) y descarga (Q_s) del acumulador así como las necesidades de calor auxiliar (Q_g) se calculan por balance de energía mensual con la demanda (Q_d). Se supone que el tanque es de mezcla completa; es decir, mantiene una temperatura uniforme sin estratificación. La temperatura del tanque al principio de un mes se considera constante a lo largo del mismo a efecto del cálculo de las pérdidas de calor del acumulador (Q_l) y de la eficiencia del campo de captadores. El balance mensual permite calcular la temperatura del tanque al final del mes (T_{acu}) y la energía acumulada en el tanque (EA). Ver en Figura 13 diagrama de flujos del sistema.

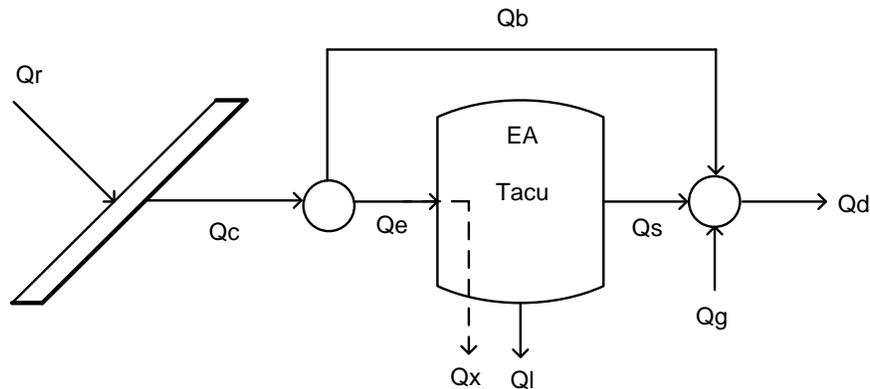


Figura 13: Diagrama de flujos de un sistema CSHPSS según el método simple

El acumulador tiene unos límites de funcionamiento marcados por las temperaturas mínima y máxima que puede alcanzar. No puede ser descargado por debajo de la temperatura mínima y cuando se alcanza este límite una fuente auxiliar aporta el calor necesario para terminar de cubrir la demanda. El acumulador tampoco puede ser cargado por encima de la temperatura máxima. En este caso el sistema calcula la cantidad de calor captado que no ha podido ser consumido ni acumulado, que se considera por tanto desperdiciado (Q_x).

El método simple se compone de cuatro módulos secuenciales de cálculo que se transfieren información. El primer módulo es opcional y transforma información simplificada en la información mensual u horaria de un día tipo necesaria (radiación sobre superficie inclinada horaria, temperatura ambiente horaria, demanda mensual...). El segundo módulo calcula la producción del campo de captadores en un mes con los valores de radiación y temperatura horaria del día tipo del mes y la temperatura del tanque al comienzo del mes. El tercer módulo realiza un balance energético entre producción, demanda y pérdidas determinando la acumulación del tanque, la energía auxiliar necesaria, la temperatura final del tanque y el despilfarro de energía en el mes de cálculo. La temperatura final del tanque se utiliza como entrada del módulo segundo para calcular el mes siguiente. El cuarto módulo elabora un informe de los resultados: rendimiento de equipos, fracción solar...

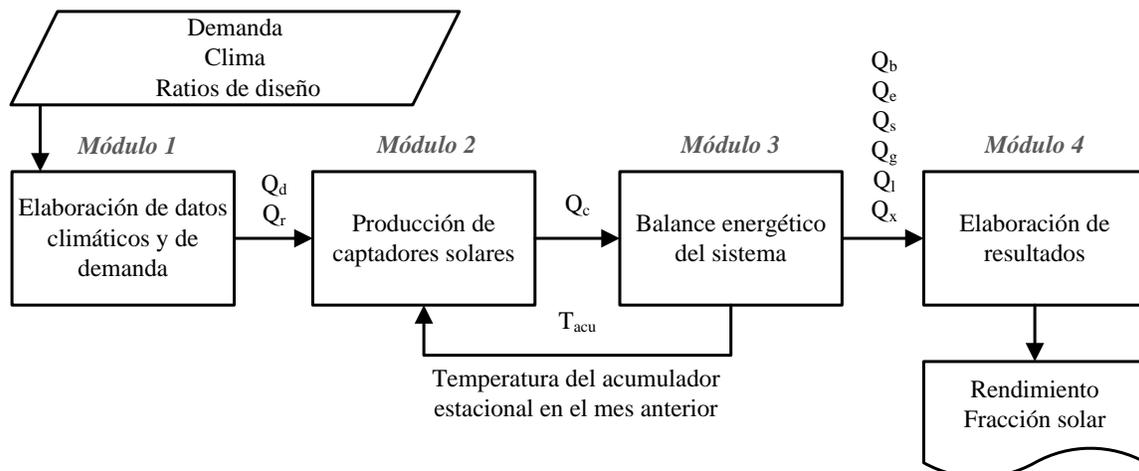


Figura 14: Flujos de información y módulos de cálculo en el método simple

Para facilitar la evaluación de distintas ciudades el método simple utiliza datos climáticos y de demanda sencillos, pero representativos de la zona climática y de las necesidades de la demanda: temperatura media mínima y máxima mensual, radiación media mensual, grados día mensuales, demanda anual, etc. Así como ratios de diseño comunes: RAD, RVA, etc.

4.2. Datos

Para facilitar la evaluación de sistemas CSHPSS con el método simple se ha facilitado y simplificado la entrada de datos necesarios. Los datos de entrada mínimos necesarios que requiere el módulo 1 son:

- Latitud del lugar de instalación
- Demanda anual de calefacción y ACS, total ó por unidad de superficie de vivienda
- Superficie útil total de las viviendas (o número de viviendas y superficie de vivienda)
- Radiación media diaria sobre superficie horizontal, dato mensual
- Temperatura ambiente media, mínima y máxima, datos mensuales
- Grados día en base 15, dato mensual (GD_{15})
- Temperatura del agua de red, dato mensual (T_{red})

Las variables libres de diseño son:

- Área útil del campo de captadores (o RAD)
- Volumen del acumulador estacional (o RVA)

Se muestran los datos utilizados para Zaragoza en la Tabla 6:

Tabla 6: Datos climáticos para Zaragoza.

	T_{\min} (°C) ¹	T_m (°C) ¹	T_{\max} (°C) ¹	H ((MJ/día)/m ²) ²	T_r (°C) ³	GD15 (K·día) ⁴
Enero	2,4	6,4	10,3	6,4	8	285
Febrero	3,5	8,4	13,3	9,8	9	222
Marzo	5,2	10,9	16,6	13,8	10	187
Abril	7,4	13,0	18,7	17,4	12	99
Mayo	11,2	17,2	23,2	21,5	15	26
Junio	14,8	21,3	27,7	23,8	17	1
Julio	17,6	24,5	31,5	25,3	20	0
Agosto	17,8	24,4	31,0	22,5	19	0
Septiembre	14,7	20,7	26,7	16,5	17	3
Octubre	10,3	15,5	20,7	11,6	14	52
Noviembre	5,8	10,0	14,3	7,5	10	176
Diciembre	3,5	7,1	10,7	5,7	8	286
AÑO	9,5	15,0	20,4	15,2	13	1337

1: Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) [40]. Guía resumida del clima en España 1971-2000 [41].

2: Norma UNE 94003 [42].

3: Norma UNE 94002 [43].

4: Norma UNE 100-002-88 [44].

Los parámetros del modelo que se considerarán fijos aunque pueden ser modificados se indican a continuación. Estos valores equivalen a los utilizados en el modelo TRNSYS descrito en el capítulo anterior. Los captadores solares son del modelo ARCON HT/SA 28-10 y se instalan orientados al Sur con una inclinación de 45°. El flujo másico de entrada a los captadores es 20 (kg/h)/m². El coeficiente de reflectancia del terreno (albedo) es 0,2. El intercambiador del campo solar tiene una eficacia del 90%. La relación de aspecto del acumulador estacional cilíndrico (altura/diámetro) es 0,6. El coeficiente de transferencia de calor al ambiente del tanque es 0,12 W/(m²·K). Este ha sido calculado considerando un aislamiento del tanque de 25 cm de XPS (poliestireno extruido) de conductividad 0,03 W/(m·K). La caldera que aporta el calor auxiliar tiene una eficiencia del 93%. La red de distrito que provee calor a la demanda funciona a 50°C en suministro y 30°C en retorno. La temperatura mínima del acumulador se supone igual a la de retorno de la red de distrito y la temperatura máxima de acumulación es 90°C.

Elaboración de datos (módulo 1)

Para la elaboración de los datos hora a hora de radiación sobre superficie inclinada y temperatura ambiente, se han utilizado correlaciones conocidas de radiación y temperatura, Erbs [45, 46 y 47], Cooper [48], Collares-Pereira [49], Liu & Jordan [50], Duffie & Beckman [51], y otros (ver ANEXO C: Datos climáticos) que transforman los datos mensuales en datos horarios de radiación sobre superficie inclinada y temperatura ambiente. El consumo anual de calefacción puede obtenerse de simulaciones de viviendas o de medidas reales. En España existen datos oficiales de demanda anual por superficie de viviendas de nueva construcción [52] publicados por el instituto por la diversificación y el ahorro de energía (IDAE). Más información sobre demanda en ANEXO D: Demanda, zonas climáticas y selección de ciudades. Con datos de consumo por unidad de superficie (q_{cal}) puede estimarse la demanda de un conjunto de viviendas multiplicando por la superficie total de viviendas

$$Q_{cal} = S_{viv} \cdot q_{cal} \cdot 10^{-3} \quad (4.1)$$

Conocida la demanda anual de calefacción (Q_{cal}), esta puede distribuirse a lo largo del año en función de los grados día de cada mes en una base determinada. Para evitar que el sistema funcione en meses en los que el consumo es muy bajo se ha introducido un filtro por el cual si el valor en

grados día en base 15 del mes es inferior al número de días del mes el consumo de calefacción aportado por el sistema centralizado es nulo (Ecuaciones 4.2 y 4.3).

$$*GD_{cal}[m] = GD_{15}[m] \text{ si } GD_{15}[m] > NumDias[m] ; \text{ Si no } GD_{cal}[m] = 0 \quad (4.2)$$

$$Q_{cal}[m] = Q_{cal} \times GD_{cal}[m] / \sum_{m=1}^{12} GD_{cal}[m] \quad (4.3)$$

El consumo de ACS del conjunto de viviendas se puede estimar a partir del documento de certificación de edificios. Para realizar la distribución mensual de demanda de ACS se ha utilizado la norma UNE 94002 [43] que permite calcular la distribución de demandas de ACS a lo largo del año en función de la temperatura de suministro (T_{ACS}), temperatura de red de agua potable (T_{red}) y el número de días del mes ($NumDias[i]$).

$$Q_{ACS} = S_{viv} \times q_{ACS} \times 10^{-3} \quad (4.4)$$

$$GD_{ACS}[m] = NumDias[m] \times (T_{ACS} - T_{red}[m]) \quad (4.5)$$

$$Q_{ACS}[m] = Q_{ACS} \times \frac{GD_{ACS}[m]}{\sum_{m=1}^{12} GD_{ACS}[m]} \quad (4.6)$$

La demanda mensual del sistema es la suma de la demanda de calefacción, y la de agua caliente sanitaria cada mes. El sistema puede aportar calor para satisfacer las demandas de calefacción y agua caliente o solo la de calefacción. Si la producción solar centralizada solo cubre las demandas de calefacción, la red de distrito puede dejar de funcionar durante los meses de verano.

$$Q_d[m] = Q_{ACS}[m] + Q_{cal}[m] \quad (4.7)$$

Se calcula para Zaragoza (ejemplo base) la demanda mensual de calefacción y ACS para una comunidad de 1000 viviendas de 100 m² en base a la demanda referencia para edificios de nueva construcción [45] y los datos de la Tabla 6.

Tabla 7: Distribución de la demanda de calefacción y ACS para 1000 viviendas en Zaragoza [52]

	Anual	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
GD_{ACS}	13404	1302	1148	1240	1140	1085	990	930	961	990	1116	1200	1302
Q_{ACS} (MWh)	1290	125,3	110,5	119,3	109,7	104,4	95,3	89,5	92,5	95,3	107,4	115,5	125,3
GD_{cal}	1337	285	222	187	99	26	1	0	0	3	52	176	286
Q_{cal} (MWh)	4060	885,3	689,6	580,9	307,5	0	0	0	0	0	161,5	546,7	888,4
Q_d (MWh)	5350	1010,6	800,1	700,2	417,2	104,4	95,3	89,5	92,5	95,3	268,9	662,2	1013,7

Las dimensiones del campo de captadores y el volumen del acumulador se calculan a partir de las ratios de diseño y la demanda total del sistema.

$$A = RAD \cdot Q_d \quad (4.8)$$

$$V = RVA \cdot A \quad (4.9)$$

* $Z[m]$: Valor de la variable mensual “Z” en el mes “m”; m=1; enero... m=12; diciembre.

Para los casos de cálculo en España y con los equipos y caudales específicos de las bombas del campo de captadores se producirá agua caliente en el campo de captadores a una temperatura igual o superior a la de suministro incluso en los meses más fríos. Cuando esto sucede el tanque en vez de calentarse de forma homogénea se descarga por arriba a la temperatura de producción del campo de captadores y se renueva por abajo a la temperatura de retorno de la red. Por tanto el tanque ($T_{acu,min}$) se descarga hasta la temperatura retorno de la red de distrito ($T_{retorno}$).

$$T_{min} = T_{retorno} \quad (4.10)$$

Cuando el tanque se carga alcanza una temperatura media máxima de 90°C. La energía máxima acumulable por el acumulador depende del volumen, la capacidad calorífica y la diferencia de temperatura entre la máxima y mínima.

$$EA_{max} = V \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_{max} - T_{min}) / (3,6 \cdot 10^9) \quad (4.11)$$

Con un ratio RAD = 0,6 y RVA = 6 se dimensiona el campo de captadores y el acumulador para la demanda anual de Zaragoza (Datos demanda Tabla 7).

$$\begin{aligned} A &= 0,6 \cdot 5350 = 3210 \text{ m}^2 \\ V &= 6 \cdot 3210 = 19260 \text{ m}^3 \\ EA_{max} &= V \cdot 1000 \cdot 4180 \cdot \frac{(90-30)}{3,6 \cdot 10^9} = 1342 \text{ MWh} \end{aligned}$$

Si quiere evitarse la entrada de datos climáticos a través del módulo 1, los datos climáticos necesarios para el resto de módulos son:

- Radiación horaria sobre superficie inclinada de un día tipo cada mes.
- Temperatura ambiente horaria de un día tipo cada mes.
- Temperatura ambiente o del terreno media mensual.
- Demanda mensual de calefacción y/o ACS.

4.3 Modelo matemático

Producción solar (módulo 2)

El campo de captadores es el responsable de la captación de energía térmica del sistema. El rendimiento del equipo depende de varios factores: radiación recibida sobre la superficie inclinada, temperatura de entrada del fluido, caudal de entrada y temperatura ambiente. Para el cálculo de la producción de calor $q_c[m,h]$ en W/m^2 se han utilizado las ecuaciones de rendimiento de captadores solares UNE-EN 12975 [8]. Estas ecuaciones utilizan datos horarios de radiación $q_r[m,h]$ en W/m^2 y la diferencia de temperatura entre el captador y el ambiente. Obsérvese que sólo se considera como calor captado si el rendimiento es positivo.

$$\dagger q_c[m, h] = \text{Máx} (k_0 \cdot q_r[m, h] - k_1 \cdot \Delta T[m, h] - k_2 \cdot \Delta T[m, h]^2 ; 0) \quad (4.12)$$

$$\Delta T[m, h] = T_{cap}[m, h] - T_{amb}[m, h] \quad (4.13)$$

[†] Z[m,h]: Valor de la variable mensual “Z” en el mes “m” y la hora del día tipo “h”.

La temperatura media del captador T_{cap} se calcula como la media entre la temperatura de entrada T_{ent} y la temperatura de salida T_{sal} del fluido.

$$T_{cap}[m, h] = (T_{ent}[m, h] + T_{sal}[m, h])/2 \quad (4.14)$$

La temperatura de salida del captador depende de la temperatura de entrada al captador solar, el flujo másico que pasa por el captador a lo largo de una hora $m_s = 20 \text{ kg}/(\text{h}\cdot\text{m}^2)$ y el calor específico del fluido en el campo solar $c_{ps} = 4180 \text{ J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$.

$$T_{sal}[m, h] = T_{ent}[m, h] + q_c[m, h] \cdot 3600/(m_s \cdot c_{ps}) \quad (4.15)$$

Obsérvese que si es conocida la temperatura de entrada T_{ent} , entonces las 4 ecuaciones anteriores nos permitirán calcular las 4 incógnitas: q_c , ΔT , T_{cap} y T_{sal} . El fluido que circula por el campo de captadores transfiere calor al acumulador por medio de un intercambiador de placas con disposición de flujos a contracorriente. Suponiendo que los flujos que circulan por los circuitos primario (el flujo que circula por el campo solar) y secundario (el flujo que sale del fondo del acumulador para calentarse y retornar a la cabeza del mismo) tienen la misma capacidad calorífica y que la temperatura del acumulador a lo largo del mes se mantiene constante se obtiene la ecuación

$$T_{ent}[m, h] = T_{sal}[m, h] - Eff \cdot (T_{sal}[m, h] - T_{acu}[m - 1]) \quad (4.16)$$

que completa el sistema que permite calcular T_{ent} junto con las cuatro incógnitas anteriores.

La estratificación del agua juega un papel importante en la eficiencia del campo de captadores. La estratificación consiste en la aparición de un gradiente de temperaturas en el tanque debido a la variación de la densidad del agua con la temperatura. Esta se favorece si se introduce el agua caliente por la parte superior y el agua fría por la parte inferior evitando la mezcla del fluido a distintas temperaturas. El gran volumen del tanque hace que la transferencia de calor de la parte inferior a la superior sea pequeña comparada con la inercia térmica del agua y el gradiente de temperaturas se mantiene en el tiempo. El gradiente de temperaturas del tanque permite incrementar su capacidad de acumulación de calor. Para valorar este efecto se tiene en cuenta el periodo de remanencia media del agua en el acumulador estacional. A lo largo de un mes el campo de captadores y las bombas de circulación funcionan 300 horas, aproximadamente. El flujo que circula por el campo de captadores es de $20 \text{ kg}/(\text{h}\cdot\text{m}^2) \sim 0.02 \text{ m}^3/\text{h}$. Como la capacidad calorífica de los circuitos primario y secundario son iguales podemos suponer que éste es también flujo que sale del acumulador a recoger el calor captado. Suponiendo una ratio de diseño volumen del acumulador / superficie de captadores $RVA = 6 \text{ m}^3/\text{m}^2$, tenemos que, en ausencia de descarga, el tiempo medio de residencia del agua en el tanque es $6/0,02 = 300 \text{ h}$. Así, a lo largo del mes toda el agua que ocupaba el volumen del tanque a la temperatura que estaba al finalizar el mes anterior pasará una vez a tomar calor captado. Esto permite apoyar la hipótesis considerada aquí: la temperatura media de salida del acumulador a lo largo de un mes es la temperatura del tanque al finalizar el mes anterior.

La radiación mensual Q_r y la producción mensual de calor del campo de captadores Q_c es la suma de los valores horarios multiplicado por el área del campo de captadores A y el número de días del mes. Las ecuaciones siguientes permiten calcular su valor mensual en MWh/mes.

$$Q_c[m] = NumDias[m] \cdot A \cdot 10^{-6} \sum_{j=1}^{24} q_c[m, h] \quad (4.17)$$

$$Q_r[m] = NumDias[m] \cdot A \cdot 10^{-6} \sum_{j=1}^{24} q_c[m, h] \quad (4.18)$$

Para el caso de ejemplo Zaragoza la producción del día tipo por unidad de superficie se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8: Producción solar por unidad de superficie de captadores (q_c en W/m^2) y producción mensual del campo de captadores (Q_c en MWh/mes)

Hora\mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
7	0	0	0	13	46	33	8	0	0	0	0	0
8	0	41	82	116	155	146	135	86	0	0	0	0
9	91	156	202	231	274	267	270	226	126	47	0	27
10	192	273	321	342	385	379	396	359	251	170	94	126
11	276	367	416	429	471	466	494	464	352	269	184	208
12	324	421	470	479	520	515	550	523	410	327	236	255
13	327	424	474	482	524	519	554	528	414	331	239	257
14	284	376	426	439	482	478	508	478	366	282	195	215
15	204	287	338	358	402	398	418	383	274	191	111	138
16	106	176	224	253	296	292	299	257	156	74	8	43
17	10	62	106	140	180	175	168	120	30	0	0	0
18	0	0	2	36	70	60	40	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0
mes	180,6	232,2	304,6	319,7	379,0	359,1	382,1	340,6	229,2	168,2	102,8	126,2

Balance mensual (módulo 3)

El balance mensual del sistema requiere utilizar las condiciones de carga mínima y máxima del acumulador. Esto permite introducir los efectos de carga y descarga del tanque cumpliendo estos límites, determinar si es necesario utilizar energía auxiliar para atender la demanda ó despilfarrar parte del calor "teóricamente" captado. Todos los flujos de calor que aparecen en las ecuaciones de este módulo se expresan en MWh/mes.

Se ha estimado que para los casos de cálculo en España, empleando el colector seleccionado y el caudal específico impuesto, el agua caliente producida en el campo de captadores tendrá una temperatura media igual o superior a la de suministro incluso en los meses más fríos. Se utiliza la variable Q_c que expresa la cantidad de calor que se puede acumular. Se impone que el calor captado atenderá primero la demanda y sólo una vez cubierta en su totalidad quedará un remanente Q_c que estará disponible para cargar el acumulador estacional. También se obtiene como resultado el valor de Q_b que representa el calor captado en el mes que atiende la demanda de ese mes.

$$Q_e[m] = \text{Max} (Q_c[m] - Q_d[m]; 0) \quad (4.19)$$

$$Q_b[m] = Q_c[m] - Q_e[m] \quad (4.20)$$

La transferencia de calor al ambiente desde el acumulador Q_l se calcula multiplicando el coeficiente de transferencia de calor del tanque U_{acu} en $W/(m^2 \cdot K)$ por la superficie del tanque A_{acu} en m^2 , por la diferencia de temperatura entre el tanque y el terreno (T_{ter}), y por el número de horas del mes. Se utiliza la temperatura del acumulador al comienzo del mes para calcular las pérdidas de calor en el tanque durante el mes.

$$Q_l[m] = U_{acu} \cdot A_{acu} \cdot (T_{acu}[m - 1] - T_{ter}) \cdot \text{NumDias}[m] \cdot 24 \cdot 10^{-6} \quad (4.21)$$

Para determinar el proceso de carga y descarga del tanque se emplea la variable intermedia Q_{sx} que expresa la máxima cantidad de calor que puede ser descargada.

$$Q_{sx}[m] = \text{Max} (EA[m - 1] + Q_e[m] - Q_l[m] ; 0) \quad (4.22)$$

A continuación se determina la necesidad de calor auxiliar Q_g a lo largo del mes.

$$Q_g[m] = \text{Max} (Q_d[m] - Q_b[m] - Q_{sx}[m] ; 0) \quad (4.23)$$

Finalmente se calcula la cantidad de calor descargado Q_s como diferencia entre la demanda y la suma de la producción directa Q_b y del calor auxiliar.

$$Q_s[m] = Q_d[m] - (Q_b[m] + Q_g[m]) \quad (4.24)$$

El calor solar mensual producido por el sistema es suma del calor producido y consumido en el mes más el calor mensual descargado del acumulador.

$$Q_{solar}[m] = Q_b[m] + Q_s[m] \quad (4.25)$$

La carga teórica del acumulador al final del mes EA_x se calcula sin introducir el límite máximo de temperatura y la carga real EA será la calculada siempre que no supere a la máxima.

$$EA_x[m] = EA[m - 1] + Q_e[m] - Q_l[m] - Q_s[m] \quad (4.26)$$

$$EA[m] = \text{Min} (EA_x[m] ; EA_{max}) \quad (4.27)$$

La temperatura en el acumulador al final del mes será

$$T_{acu}[m] = T_{min} + (T_{max} - T_{min}) \cdot \frac{EA[m]}{EA_{max}} \quad (4.28)$$

El conjunto de ecuaciones anteriores permite determinar los flujos de calor del sistema durante el mes y la energía acumulada al final del mismo a partir del conocimiento de la energía inicial presente en el acumulador; es decir, de la energía acumulada con que terminó el mes anterior. Para el cálculo de las pérdidas de calor Q_l también se requiere la temperatura del acumulador T_{acu} en dicho momento.

Las instalaciones reales cuentan con sistemas de seguridad que paran las bombas cuando la temperatura en el acumulador se aproxima a los 100°C. La parada reduce el número de horas de funcionamiento del campo de captadores y se denominan *stagnation hours*. La temperatura de control elegida en nuestro caso es $T_{max} = 90^\circ\text{C}$. Cuando la temperatura media del tanque supera este valor se produce un rechazo de energía Q_x equivalente al calor que no se habría captado por la parada de máquinas.

$$Q_x[m] = EA_x[m] - EA_m[m] \quad (4.29)$$

El cálculo de la instalación se realiza para un ciclo anual en el cual la carga y la temperatura del acumulador al finalizar el año es la misma que al comenzar el año.

$$EA[0] = EA[12] \quad (4.30)$$

$$T_{acu}[0] = T_{acu}[12] \quad (4.31)$$

No se ha incluido en el cálculo del sistema el consumo de energía eléctrica de bombas ni las posibles pérdidas de calor en las tuberías del campo de captadores, pérdidas de calor en intercambiadores de calor o pérdidas de calor en otros equipos auxiliares. Tampoco se ha incluido en el cálculo las pérdidas de calor de la red de distribución.

4.4 Resultados

Elaboración de resultados del sistema (módulo 4)

Al finalizar el cálculo anual del sistema se realizan una serie de operaciones para evaluar el resultado final. Lo primero que se calcula es el acumulado anual de las principales variables que corresponden con flujos de energía (Q_c , Q_b , Q_l , Q_g , Q_s , Q_x , Q_d , Q_r , Q_e). El balance anual del sistema de los flujos de entrada y salida debe dar cero puesto que el cálculo se realiza para un ciclo anual.

$$Balance_{anual} = Q_c + Q_g - Q_d - Q_l - Q_x \quad (4.32)$$

La fracción solar del sistema y el rendimiento de los captadores se puede calcular en base mensual

$$FS = 1 - \frac{Q_g}{Q_d} \quad (4.33)$$

$$\eta_{capt} = \frac{Q_c}{Q_r} \quad (4.34)$$

El rendimiento del acumulador estacional se calcula como la relación entre el calor solar cedido a la demanda y el calor solar producido. Este rendimiento engloba las pérdidas de calor por las *stagnation hours*, si el tanque no es capaz de acumular toda la producción de calor estas pérdidas se asocian al acumulador. El rendimiento del sistema se calcula como el cociente entre el calor solar y la radiación recibida

$$\eta_{acu} = \frac{Q_{solar}}{Q_c} \quad (4.35)$$

El rendimiento del sistema se calcula como:

$$\eta_{sis} = \frac{Q_{solar}}{Q_r} \quad (4.36)$$

En la Tabla 9 se muestran los flujos mensuales, el rendimiento de los equipos y la fracción solar para el caso de ejemplo en Zaragoza así como la temperatura del acumulador en cada mes.

Tabla 9: Balance mensual del sistema, temperatura del acumulador al finalizar el periodo y rendimiento de los equipos (Q MWh/a, MWh/mes, T en °C, FS y η en tanto por uno)

	Anual	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Q_d^1	5350	1010,6	800,1	700,2	417,2	104,4	95,3	89,5	92,5	95,3	268,9	662,2	1013,7
Q_r	5458	304,8	358,9	457,9	469,9	536,1	542,8	609,8	604,8	501,0	446,2	337,8	288,4
Q_c^2	3124	180,6	232,2	304,6	319,7	379,0	359,1	382,1	340,6	229,2	168,2	102,8	126,2
Q_b	1911	180,6	232,2	304,6	319,7	104,4	95,3	89,5	92,5	95,3	168,2	102,8	126,2
Q_e	1213	0	0	0	0	274,5	263,9	292,6	248,1	133,9	0	0	0
Q_x	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Q_l	146	5,5	4,9	5,3	5,1	5,2	9,3	13,7	18,3	21,3	23,9	21,2	12,4
Q_s	1067	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100,7	559,4	407,1
Q_{solar}	2979	180,6	232,2	304,6	319,7	104,4	95,3	89,5	92,5	95,3	268,9	662,2	553,3
Q_g	2371	830,0	567,9	395,6	97,6	0	0	0	0	0	0	0	480,4
EA		-5,5	-10,4	-15,7	-20,8	248,6	503,3	782,2	1012,0	1124,6	1000,0	419,4	0
T_{acu}		29,8	29,5	29,3	29,1	41,1	52,5	65,0	75,3	80,3	74,7	48,8	30,0
FS	0,557	0,179	0,290	0,435	0,766	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,526
η_{capt}	0,572	0,592	0,647	0,665	0,680	0,707	0,662	0,627	0,563	0,458	0,377	0,304	0,438
η_{acu}	0,953												
η_{sis}	0,546												

¹: Demanda obtenida en Tabla 7

²: Producción mensual obtenida en Tabla 8

Se muestra en la Figura 15 los aportes de energía mensual necesarios para cubrir la demanda del caso en Zaragoza, calefacción y agua caliente sanitaria para una comunidad de 1000 viviendas de 100 m². Se muestra también la producción del campo de captadores

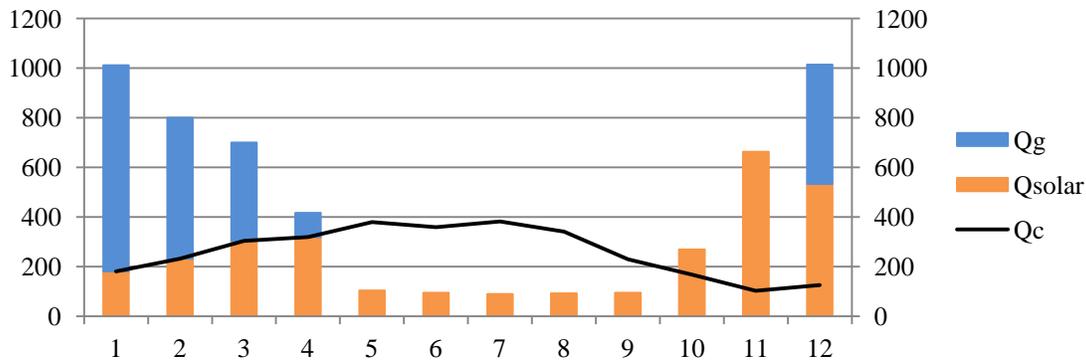


Figura 15: Aporte mensual solar (naranja) y auxiliar (azul) para cubrir la demanda de calefacción y ACS y producción mensual de los captadores (Zaragoza, 1000 viviendas, RAD=0,6, RVA=6)

Análisis de la variación del volumen de acumulación

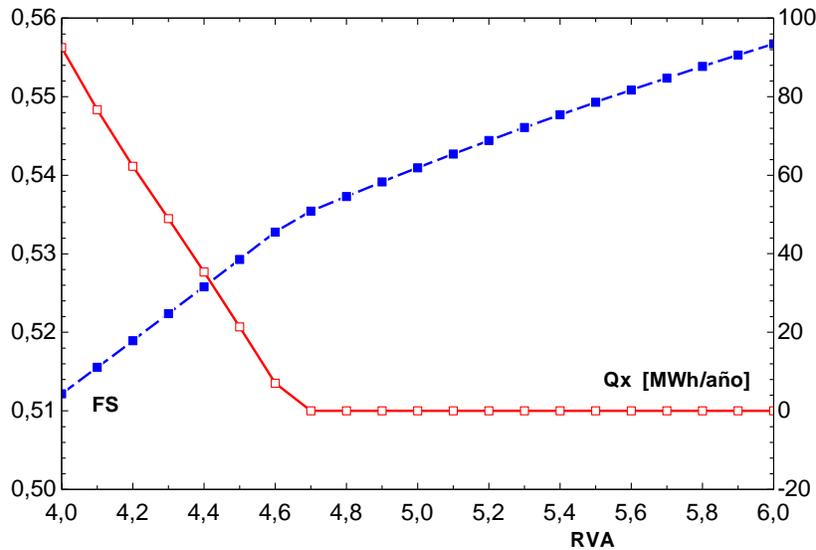
El método simple permite calcular el funcionamiento de un sistema CSHPSS en una ubicación determinada para distintas configuraciones (área de captadores y volumen de acumulación) de manera rápida permitiendo después seleccionar los diseños más adecuados. Un problema típico en el dimensionado de estos sistemas es la selección del volumen de acumulación óptimo.

Partiendo del caso de ejemplo mostrado, cálculo para Zaragoza demanda de calefacción y ACS de 1000 viviendas de 100 m² con ratios de diseño RAD = 0,6 m²/(MWh/a) y RVA = 6 m³/m² se analiza el efecto de la variación de la ratio de acumulación desde 6 m³/m² hasta 4 m³/m² los resultados se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10: Evolución de los resultados del sistema al variar la ratio de acumulación RVA

RVA	V (m ³)	T _{max} (°C)	Q _x (MWh/año)	FS	η _{capt}	η _{acu}	η _{sis}
6,0	19260	80,3	0	0,557	0,572	0,953	0,546
5,9	18939	80,9	0	0,555	0,571	0,954	0,544
5,8	18618	81,5	0	0,554	0,569	0,954	0,543
5,7	18297	82,2	0	0,552	0,568	0,954	0,541
5,6	17976	82,9	0	0,551	0,566	0,954	0,540
5,5	17655	83,5	0	0,549	0,564	0,954	0,538
5,4	17334	84,2	0	0,548	0,563	0,954	0,537
5,3	17013	84,9	0	0,546	0,561	0,954	0,535
5,2	16692	85,7	0	0,544	0,559	0,954	0,534
5,1	16371	86,4	0	0,543	0,557	0,954	0,532
5,0	16050	87,2	0	0,541	0,556	0,954	0,530
4,9	15729	88,0	0	0,539	0,554	0,954	0,528
4,8	15408	88,7	0	0,537	0,552	0,955	0,527
4,7	15087	89,6	0	0,535	0,550	0,955	0,525
4,6	14766	90,0	7	0,533	0,548	0,953	0,522
4,5	14445	90,0	21	0,529	0,547	0,949	0,519
4,4	14124	90,0	35	0,526	0,546	0,944	0,515
4,3	13803	90,0	49	0,522	0,545	0,940	0,512
4,2	13482	90,0	62	0,519	0,544	0,936	0,509
4,1	13161	90,0	77	0,516	0,543	0,931	0,505
4,0	12840	90,0	92	0,512	0,542	0,927	0,502

La evolución de la fracción solar y el calor que se rechaza al modificar la ratio RVA se muestra en la Figura 16. Con una ratio RVA por debajo de 4,7 se produce despilfarro o rechazo de energía durante el verano ($Q_x > 0$). Esto afecta a la fracción solar obtenible que por encima de este valor tiene un efectivo positivo menor.

**Figura 16:** Fracción solar y calor despilarrado en función del volumen de acumulación.

El mínimo valor de RVA tal que no produzca rechazo de calor en verano puede ser un criterio de diseño a utilizar. Utilizando este criterio el acumulador se carga y descarga completamente a lo largo del año obteniendo una máxima eficacia en el acumulador estacional.

Análisis de la variación de la fracción solar

Se analiza la fracción solar obtenida por el sistema utilizando el criterio descrito anteriormente (máximo uso del captador solar). La RVA necesaria para cumplir este criterio varía con la ratio

RAD utilizada. Las necesidades de acumulación del sistema aumentan al querer obtener mayores fracciones solares puesto que el desacoplamiento entre producción y demanda es mayor. Se muestra en la Tabla 11 los resultados del cálculo para RAD de 0,5 a 1,2 m²/MWh y el ratio RVA utilizado.

Tabla 11: Resultados del análisis de la variación de la fracción solar

RAD	RVA	A (m ²)	V (m ³)	FS	η_{capt}	η_{acu}	η_{sis}	T _{max} (°C)
0,5	4,2	2675	11235	0,455	0,559	0,958	0,535	89,6
0,6	4,7	3210	15087	0,536	0,551	0,955	0,526	89,5
0,7	5	3745	18725	0,619	0,545	0,953	0,520	89,8
0,8	5,3	4280	22684	0,700	0,541	0,952	0,515	89,8
0,9	5,6	4815	26964	0,773	0,532	0,950	0,505	89,9
1,0	5,9	5350	31565	0,849	0,527	0,948	0,499	89,4
1,1	6,1	5885	35899	0,920	0,520	0,946	0,492	89,5
1,2	6,2	6420	39804	0,986	0,511	0,944	0,483	89,9

La fracción solar obtenida por el sistema y la ratio RVA aumentan con la ratio RAD del sistema. El rendimiento del captador y el del acumulador disminuyen al aumentar la ratio RAD del sistema. Obtener mayores fracciones solares disminuye rendimiento general del sistema desde un 53% hasta el 48%. El rango de fracciones solares que se estudia varía desde el 45% hasta el 98%.

4.5 Validación

Para validar el método, se ha calculado el funcionamiento del sistema para el caso base del capítulo 3. En el capítulo 3 se realizaron simulaciones dinámicas con TRNSYS de un sistema que proveía a una comunidad de calefacción. La demanda de esta comunidad se ha calculado mediante la simulación de un edificio de viviendas. Esta demanda de calefacción, en su distribución mensual, ha sido introducida como dato de entrada al módulo 2 de cálculo y se ha calculado el funcionamiento del sistema. En la Tabla 12 y en la Figura 17 se muestran los resultados obtenidos en la simulación con TRNSYS y los resultados obtenidos con el método simple.

Tabla 12: Comparación de resultados entre método simple y simulación (Q en MWh/a)

	Q _r	Q _c	Q _g	Q _l	Q _c -Q _{cs}	Q _{solar}	Q _d	FS	η_{capt}	η_{acu}	η_{sis}
Simulación con TRNSYS	5741	3224	2510	210	43	2978	5488	0,543	0,561	0,934	0,519
Cálculo con método simple	5599	3112	2555	179	0	2933	5488	0,534	0,556	0,943	0,524

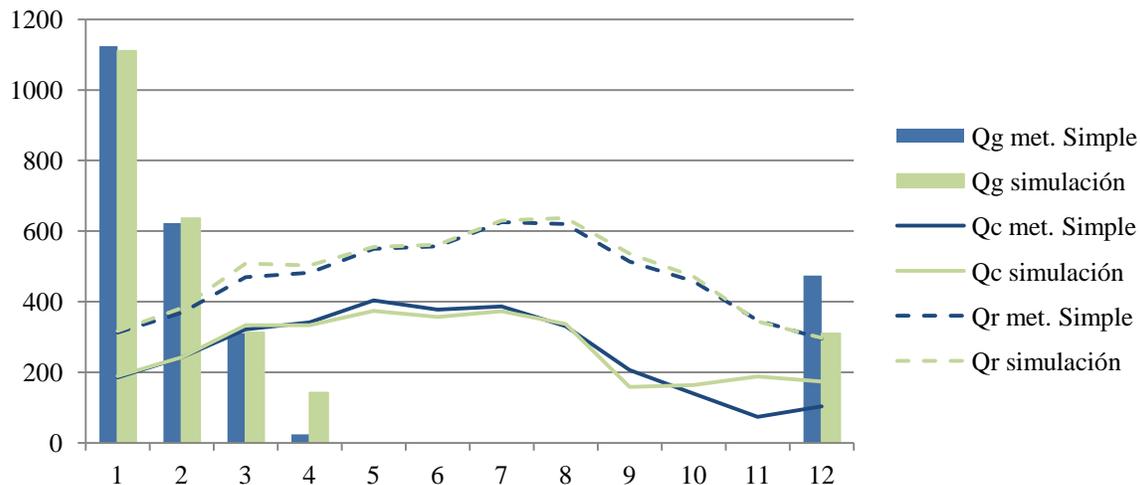


Figura 17: Comparación de los flujos de calor mensuales Q_r, Q_c y Q_g (Zaragoza, 1000 viviendas, RAD=0,6; RVA=7)

En la Figura 17 se muestra la evolución mensual de la radiación, la producción de los captadores y el calor auxiliar necesario. Existe una ligera diferencia de resultados en el cálculo de la radiación sobre superficie inclinada. El método simple calcula la radiación en base a un cielo isótropo. Los resultados obtenidos mediante el método simple estiman una radiación anual de un 2,5% inferior.

La producción del campo de captadores es similar mientras el tanque está descargado o se está cargando. En cambio existen diferencias importantes durante los meses de descarga. Esto se debe a que cuando comienza a aparecer demanda la temperatura media del acumulador es alta pero la temperatura en el fondo de éste es baja debido al caudal de retorno de la red de distribución (Temperatura de retorno de la red, 30°C). El modelo dinámico utiliza un tanque estratificado y tiene en cuenta este efecto; en cambio el modelo simple no lo hace.

La pérdida de calor en el acumulador estacional es un 15% inferior en el cálculo mediante el método simple frente a la simulación. En la simulación se utilizaba la temperatura del terreno calculado a una profundidad determinada y el método simple supone que la temperatura del terreno es igual a la del aire

En el método simple no se han incluido pérdidas de calor en el transporte de las tuberías del campo solar ni el aporte de energía térmica que puedan provocar las bombas. Se muestra en comparación la diferencia de energía obtenida en la simulación entre el calor entregado al acumulador y el calor generado en los captadores directamente ($Q_c - Q_{cs}$).

La fracción solar obtenida mediante ambos métodos de cálculo es muy similar (54% y 53%) aún teniendo en cuenta que el método simple no incluye bombas, pérdidas de calor en tuberías ni efectos de estratificación en el tanque.

4.6 Conclusiones

El método simple puede utilizarse para estimar el funcionamiento de instalaciones solares térmicas con acumulación estacional para cubrir demandas del sector residencial obteniéndose resultados muy similares a los que puedan obtenerse con simulaciones dinámicas.

Este método permite el análisis dimensional del sistema y la selección de las mejores dimensiones tanto del captador como del acumulador con un esfuerzo de cálculo reducido. Como se ha mostrado para una determinada área de captadores el cálculo del volumen de acumulación dado un criterio de diseño propuesto requiere de la comparación entre casos con distintas dimensiones. Si además se desea seleccionar el área de captadores comparando entre casos que cumplan este determinado criterio de diseño es necesario el cálculo de muchos casos. Las simulaciones con TRNSYS son largas y sería costoso (a nivel de cálculo) realizar estudios de este tipo. El método simple ofrece una vía adecuada para realizar análisis dimensionales.

Esto puede ser de especial utilidad en procesos de diseño y predimensionado de estas instalaciones para comparar situaciones. Incluso puede ser posible utilizar algoritmos de optimización para dimensionar el sistema en base a este método de cálculo.

El uso del módulo 1 facilita enormemente el estudio de estos sistemas al permitir calcularlos con datos iniciales reducidos y públicos. El módulo 1 genera distribuciones de: la demanda mensual, la radiación horaria de un día tipo cada mes sobre una superficie inclinada y la temperatura ambiente horaria de un día tipo cada mes.

Es conveniente ajustar las pérdidas de energía del tanque y las que se producen en las tuberías del campo de captadores con medidas experimentales de casos reales o ajustarlas a las de la simulación para poder obtener resultados más cercanos a la realidad.

Esta herramienta especializada de cálculo puede ser muy interesante para empresas que se dedican al diseño, comercialización y construcción de estos sistemas bien como herramienta de diseño o herramienta para realizar estudios de viabilidad iniciales con pocos datos para clientes potenciales.

5. Análisis económico

En base a datos expuestos en estudios anteriores [53] se ha estimado el coste de los equipos principales (campo solar y acumulador estacional) de acuerdo a las ecuaciones 5.1 y 5.2.

$$Inv_{CampoSolar} = 740 \cdot A^{0,860} \quad (5.1)$$

$$Inv_{Acumulador} = 4660 \cdot V^{0,615} \quad (5.2)$$

La inversión requerida por el resto de equipos de la planta (bombas, intercambiadores, tuberías, válvulas, etc.) se incluyen considerando un factor de sobrecoste del 25% ($f_{aux} = 0,25$). Para los costes indirectos (proyecto de ingeniería, seguros, etc.) se considera un factor de sobrecoste del 12% ($f_{ind} = 0,12$). La inversión total resulta

$$\begin{aligned} Inv &= (1 + f_{ind}) \cdot (1 + f_{aux}) \cdot (Inv_{CampoSolar} + Inv_{Acumulador}) \\ &= 1036 \cdot A^{0,860} + 6524 \cdot V^{0,615} \end{aligned} \quad (5.3)$$

El coste anual de los equipos Z se calcula sumando la amortización anual más los costes de operación y mantenimiento del equipo. Para el cálculo de la amortización se emplea una tasa de interés del 3,0% ($i = 0,030 \text{ año}^{-1}$). Este valor es el utilizado en Dinamarca y otros países que están desarrollando estos sistemas. La vida útil de los captadores solares se estima en 25 años ($na = 25$ años) y 50 años para el acumulador estacional ($nv = 50$ años). Los costes de amortización se distribuyen a lo largo del periodo de vida útil del equipo. Los costes anuales de operación y mantenimiento se estiman en un 1,5% ($f_{ope} = 0,015 \text{ año}^{-1}$) de la inversión de acuerdo con el criterio propuesto por la IEA [54]. Por tanto los costes anuales vendrán dados por

$$Z_{CampoSolar} = Inv_{CampoSolar} \cdot \left(f_{ope} + i \frac{(1+i)^{na}}{(1+i)^{na}-1} \right) = 54 \cdot A^{0,860} \quad (5.4)$$

$$Z_{Acumulador} = Inv_{Acumulador} \cdot \left(f_{ope} + i \frac{(1+i)^{nv}}{(1+i)^{nv}-1} \right) = 251 \cdot V^{0,615} \quad (5.5)$$

$$\begin{aligned} Z &= (1 + f_{ind}) \cdot (1 + f_{aux}) \cdot (Z_{CampoSolar} + Z_{Acumulador}) \\ &= 75 \cdot A^{0,860} + 352 \cdot V^{0,615} \end{aligned} \quad (5.6)$$

El coste unitario del calor solar (c_{solar} en €/MWh) se calcula como cociente entre el coste anual del campo de captadores y del acumulador y el calor solar producido.

$$c_{solar} = \frac{Z}{Q_{solar}} = \frac{75 \cdot A^{0,860} + 352 \cdot V^{0,615}}{Q_{solar}} \quad (5.7)$$

Aplicando las ecuaciones anteriores al caso base resuelto en el capítulo anterior ($A = 3210 \text{ m}^2$, $V = 19260 \text{ m}^3$, $Q_{solar} = 2978 \text{ MWh/año}$) resulta una inversión de $3,89 \cdot 10^6 \text{ €}$ y un coste anual de $230 \cdot 10^3 \text{ €}$. Como la producción anual de calor solar es de 2978 MWh resulta un coste unitario para el mismo de 77 €/MWh.

5.1 Efecto del volumen de acumulación sobre la economía del sistema solar.

Siguiendo el ejemplo desarrollado en el capítulo anterior vamos a ver como varia el coste unitario del calor solar producido con el volumen de acumulación. Partimos del caso base ($RAD = 0,6$; $A = 3210 \text{ m}^2$) y consideramos valores para RVA entre 4 y 6. En la Tabla 13 se muestran los resultados obtenidos con el método simple.

En contra de lo que pudiera pensarse a primera vista los efectos positivos de aumentar el volumen de acumulación (mayor producción solar, fracción solar y rendimiento global) no compensan el coste de la inversión realizada y el coste unitario del calor solar aumenta. Esto es así incluso cuando el volumen instalado es insuficiente para acumular todo el calor producido por el campo solar y debe recurrirse al despilfarro.

Concluimos pues, que a los costes actuales de inversión acumuladores térmicos en tanque de agua (water tank thermal energy storage, TTES) el volumen crítico de acumulación no es la opción de diseño más económica. Un análisis aproximado nos indica que la inversión en el acumulador debería reducirse al menos a la mitad, manteniéndose constante la inversión en el campo solar, para que el volumen crítico fuera la opción de diseño más rentable. Esta circunstancia se consigue utilizando acumuladores térmicos en balsa (pit thermal energy storage, PTES).

Tabla 13: Resultados económicos en función de RVA.

RVA	V	T_{\max}	Q_x	Q_{solar}	FS	η_{sis}	Inv	Z	C_{solar}
6,0	19260	80,3	0	2978	0,557	0,546	3889	229	77,03
5,9	18939	80,9	0	2971	0,555	0,544	3860	228	76,71
5,8	18618	81,5	0	2963	0,554	0,543	3831	226	76,38
5,7	18297	82,2	0	2955	0,552	0,541	3802	225	76,05
5,6	17976	82,9	0	2947	0,551	0,540	3772	223	75,72
5,5	17655	83,5	0	2939	0,549	0,538	3743	222	75,39
5,4	17334	84,2	0	2930	0,548	0,537	3713	220	75,06
5,3	17013	84,9	0	2921	0,546	0,535	3683	218	74,73
5,2	16692	85,7	0	2913	0,544	0,534	3652	217	74,39
5,1	16371	86,4	0	2903	0,543	0,532	3622	215	74,06
5,0	16050	87,2	0	2894	0,541	0,530	3591	213	73,72
4,9	15729	88,0	0	2884	0,539	0,528	3560	212	73,39
4,8	15408	88,7	0	2875	0,537	0,527	3528	210	73,05
4,7	15087	89,6	0	2865	0,535	0,525	3497	208	72,72
4,6	14766	90,0	7	2850	0,533	0,522	3465	207	72,48
4,5	14445	90,0	21	2832	0,529	0,519	3433	205	72,35
4,4	14124	90,0	35	2813	0,526	0,515	3401	203	72,20
4,3	13803	90,0	49	2795	0,522	0,512	3368	201	72,05
4,2	13482	90,0	62	2776	0,519	0,509	3335	200	71,88
4,1	13161	90,0	77	2758	0,516	0,505	3302	198	71,71
4,0	12840	90,0	92	2740	0,512	0,502	3268	196	71,52

5.2 Efecto de la fracción solar alcanzada sobre el coste del calor solar

Siguiendo con los ejemplos del capítulo anterior vamos a determinar cómo varia el coste del calor solar cuando aumentamos el área del campo de colectores buscando aumentar la fracción solar. Se supondrá como condición de diseño que se instala un acumulador de volumen crítico, aunque ya se ha señalado en el punto anterior que esta condición no es la que corresponde al diseño óptimo económico. En la Tabla 14 se muestran los resultados obtenidos con el método simple. El resultado más sorprendente es que el coste unitario del calor solar resulta casi constante a fracciones solares elevadas. Esto quiere decir que los costes asociados a la mayor pérdida de calor (al aumentar la fracción solar, la cantidad de calor acumulado aumenta y por tanto también lo hacen las pérdidas en el acumulador, lo que provoca una disminución del rendimiento global) se ven compensados por las economías de escala que supone aumentar el tamaño de los equipos instalados.

Tabla 14: Resultados económicos en función de la fracción solar.

RAD	RVA	A (m ²)	V (m ³)	Q _{solar} (MWh/año)	FS	η _{sis}	Inv (10 ³ €)	Z (10 ³ €/año)	c _{solar} (€/MWh)
0,3	2,5	1605	4013	1501	0,281	0,550	1665	101	67,0
0,4	3,5	2140	7490	1953	0,365	0,537	2333	138	71,5
0,5	4,2	2675	11235	2422	0,453	0,532	2939	175	72,4
0,6	4,7	3210	15087	2865	0,535	0,525	3497	208	72,7
0,7	5,0	3745	18725	3305	0,618	0,519	3993	238	72,0
0,8	5,3	4280	22684	3755	0,702	0,516	4489	267	71,2
0,9	5,6	4815	26964	4145	0,775	0,506	4985	297	71,6
1,0	5,8	5350	31030	4535	0,848	0,498	5442	324	71,5
1,1	6,0	5885	35310	4915	0,919	0,491	5896	351	71,5
1,2	6,2	6420	39804	5272	0,986	0,483	6349	378	71,7

5.3 Economías de escala

Los ejemplos anteriores se han basado todos en una instalación diseñada para atender la demanda de 1000 viviendas en Zaragoza. A continuación analizamos los resultados obtenidos cuando modificamos el número de viviendas; es decir, la magnitud de la demanda, manteniendo constantes los parámetros de diseño del caso base (RAD = 0,6 y RVA = 6). La Tabla 15 muestra los resultados obtenidos con el método simple. Lo más significativo es la disminución radical del coste unitario del calor solar que se produciendo al aumentar el número de viviendas, así como la inversión inicial necesaria por vivienda (Inv/Viv) que varía de los 8310 €/viv hasta los 2372 €/viv. Una pequeña parte de dicha reducción se debe a que al aumentar el volumen del acumulador disminuyen las pérdidas relativas de calor (obsérvese en la Tabla 3 que aumenta ligeramente la fracción solar obtenida así como el rendimiento del sistema) pero el efecto dominante son las economías de escala en el coste de inversión de los equipos; sobre todo, en el acumulador estacional.

Tabla 15: Resultados económicos en función del número de viviendas.

Numero de viviendas	A (m ²)	V (m ³)	Q _{solar} (MWh/año)	FS	η _{sis}	Inv (10 ³ €)	Inv/Viv (€/viv)	c _{solar} (€/MWh)
100	321	1926	288	0,539	0,529	831	8310	165
250	803	4815	732	0,548	0,537	1526	6104	121
500	1605	9630	1478	0,553	0,542	2430	4860	96
750	2408	14445	2227	0,555	0,544	3198	4264	84
1000	3210	19260	2978	0,557	0,546	3890	3890	77
1500	4815	28890	4484	0,559	0,548	5135	3423	68
2000	6420	38520	5993	0,560	0,549	6261	3130	62
2500	8025	48150	7504	0,561	0,550	7308	2923	58
3000	9630	57780	9016	0,562	0,551	8296	2765	55
4000	12840	77040	12044	0,563	0,552	10142	2535	51
5000	16050	96300	15075	0,564	0,552	11862	2372	48

5.4 Efecto de la localización sobre el coste del calor solar

La localización geográfica afecta al rendimiento y economía de estos sistemas. Para estudiar la viabilidad de estos sistemas se comparan las prestaciones y el coste de un sistema dimensionando con los mismos criterios RAD y RVA en distintas ciudades españolas. La argumentación sobre la selección de ciudades se presenta en el ANEXO D: Demanda, zonas climáticas y selección de ciudades. La Figura 18 muestra como las 11 ciudades seleccionadas cubren el campo de aplicación razonable de los sistemas de calefacción solar.

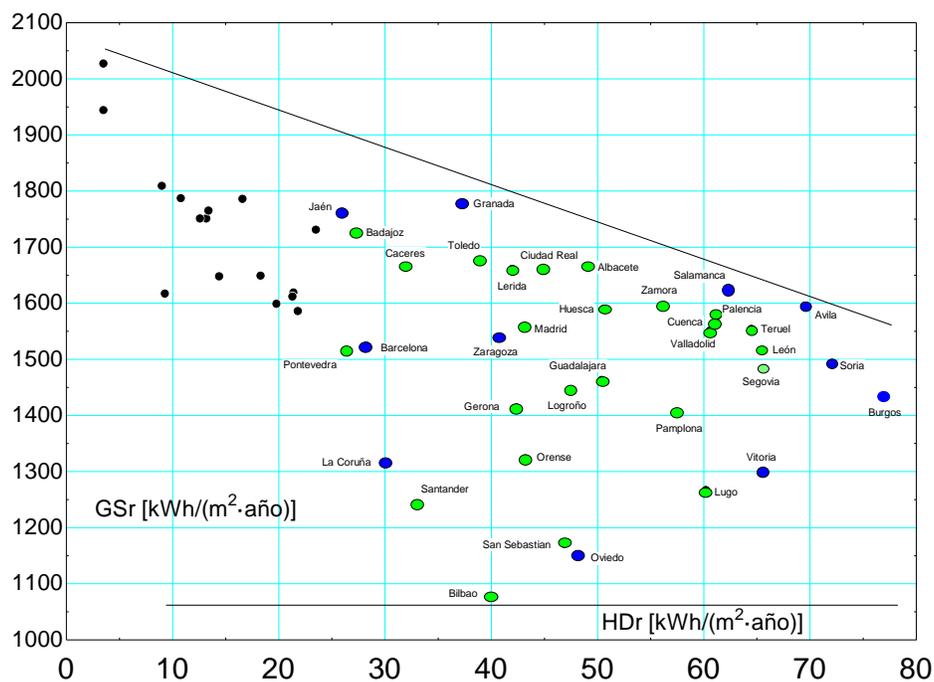


Figura 18: Demanda de calefacción (HDr) y radiación solar (GSr) para capitales españolas

La Tabla 16 muestra datos característicos de las ciudades seleccionadas ordenadas según la demanda de calor. En dicha tabla SCI es la clase de severidad climática de invierno (C<D<E), TMA es la temperatura media anual en °C, RAD la clase de intensidad de radiación solar (I<II<III<IV<V) y GSr la radiación sobre superficie horizontal en kWh/(m²·año). Estas variables definen el clima de la ciudad, pero obsérvese que no existe una correlación elevada entre la radiación solar (GSr ó RAD) y la severidad climática (TMA ó SCI). DDr (ACS) y HDr (calefacción) son los consumos en kWh/(m²·año) del bloque de viviendas utilizado como referencia en la normativa sobre eficiencia.

Tabla 16: Datos climáticos y de demanda.

Ciudad	SCI	TMA	RAD	GSr	DDr	HDr	DDr + HDr
Badajoz	C	16,6	V	1726	12,6	27,4	40,0
Barcelona	C	15,5	II	1524	12,8	28,3	41,1
La Coruña	C	14,4	I	1314	13,0	30,0	43,0
Granada	C	15,1	IV	1777	12,9	37,4	50,3
Zaragoza	D	15,0	IV	1537	12,9	40,6	53,5
Oviedo	C	12,9	I	1151	13,3	48,3	61,6
Salamanca	D	11,7	III	1623	13,5	62,3	75,8
Vitoria	D	11,5	I	1297	13,5	65,4	78,9
Ávila	E	10,4	IV	1595	13,7	69,5	83,2
Soria	E	10,6	III	1493	13,7	72,1	85,8
Burgos	E	10,1	II	1433	13,8	77,1	90,9

Efecto de la localización para unos determinados ratios de diseño

Se calcula el funcionamiento de un sistema que cubre la demanda de calefacción y ACS de una comunidad de 1000 viviendas de 100 m² para unos parámetros de diseño definidos: RAD = 0,6 y RVA = 6. Esto implica para cada ciudad de estudio un reto distinto puesto que se obtendrán distintas fracciones solares. Además supone un esfuerzo de inversión diferente puesto que el dimensionado de los equipos depende de la demanda que difiere entre las ciudades del norte y el sur.

La Tabla 17 muestra los resultados obtenidos con el método simple. Lo más significativo es que mientras la eficiencia del sistema η_{sis} se mantiene aproximadamente constante en las distintas ciudades (58%-54%), la fracción solar obtenida FS varía significativamente; entre el 45% en Oviedo y el 65% de Badajoz y Granada. Esto es consecuencia directa del nivel de radiación solar.

En cuanto al coste unitario del calor solar producido también se observa una variación significativa; entre 64 y 92 €/MWh. Las ciudades del interior con clima frío pero con radiación solar elevada (Salamanca, Ávila, Soria, Burgos) presentan costes reducidos. Las ciudades de la cornisa cantábrica (Oviedo y La Coruña) presentan el coste unitario más elevado.

Tabla 17: Resultados económicos en función de la localización

Ciudad	Q _d (MWh/año)	A (m ²)	V (m ³)	Q _{solar} (MWh/año)	FS	η_{sis}	Inv (10 ³ €)	Z (10 ³ €/año)	c _{solar} (€/MWh)
Badajoz	4000	2400	14400	2601	0,650	0,562	31901	187	72
Barcelona	4110	2466	14796	2367	0,576	0,562	3250	191	81
La Coruña	4300	2580	15480	2136	0,497	0,573	3352	197	92
Granada	5030	3018	18108	3249	0,646	0,563	3729	220	68
Zaragoza	5350	3210	19260	2985	0,558	0,546	3890	229	77
Oviedo	6160	3696	22176	2754	0,447	0,578	4283	253	92
Salamanca	7580	4548	27288	4400	0,580	0,545	4938	293	67
Vitoria	7890	4734	28404	3718	0,471	0,557	5075	301	81
Ávila	8320	4992	29952	4893	0,588	0,559	5264	313	64
Soria	8580	5148	30888	4618	0,538	0,552	5377	320	69
Burgos	9090	5454	32724	4622	0,508	0,550	5595	333	72

*: Ciudades españolas, 1000 viviendas demanda de referencia de calefacción y agua caliente (RAD= 0,6, RVA = 6)

Efecto de la localización para una fracción solar fija

Diseñando sistemas que obtengan fracciones solares similares para distintas ciudades con unos criterios de diseño predefinidos se puede evaluar el potencial de estos sistemas para unas condiciones semejantes. Para distintas ciudades en España se ha dimensionado y calculado con el modelo TRNSYS (ver capítulo 2) un sistema tal que produce aproximadamente un 50 % de fracción solar de forma que el acumulador quede completamente cargado al finalizar el periodo de carga. En la Figura 19 se muestran la ubicación de cada ciudad y los parámetros de diseño necesarios para obtener una fracción solar del 50%, según cálculos realizados con el modelo TRNSYS considerando solo la demanda de calefacción.

En las ciudades del norte de España se puede apreciar que es necesaria una mayor ratio área de captadores por unidad de demanda (RAD) dado que la radiación recibida a lo largo del año es menor en el norte que en el sur y por tanto la producción de los captadores también. Las ciudades del sur y aquellas con climas más extremos, como las del interior de la península, clima continental, tienen una distribución de la demanda de calefacción más concentrada temporalmente y por tanto

mayores necesidades de acumulación. Las necesidades de acumulación del sistema se pueden ver en la ratio RVA que relaciona los m^3 de agua que son necesarios para acumular el calor producido por cada m^2 de captador. Por el contrario las ciudades del norte y especialmente Oviedo con un clima atlántico tienen una demanda más distribuida a lo largo del año y menores necesidades de acumulación.

El coste final del calor solar (Figura 19) depende del coste de producción de la energía y del coste de acumulación. Las ciudades del norte tienen una menor producción por unidad de superficie pero por el contrario los costes de acumulación son menores al tener una demanda más distribuida. Además el aumento de la demanda reduce los costes unitarios del sistema. El coste final de la energía solar depende de la capacidad de producción, de las necesidades de acumulación y de la demanda por vivienda.

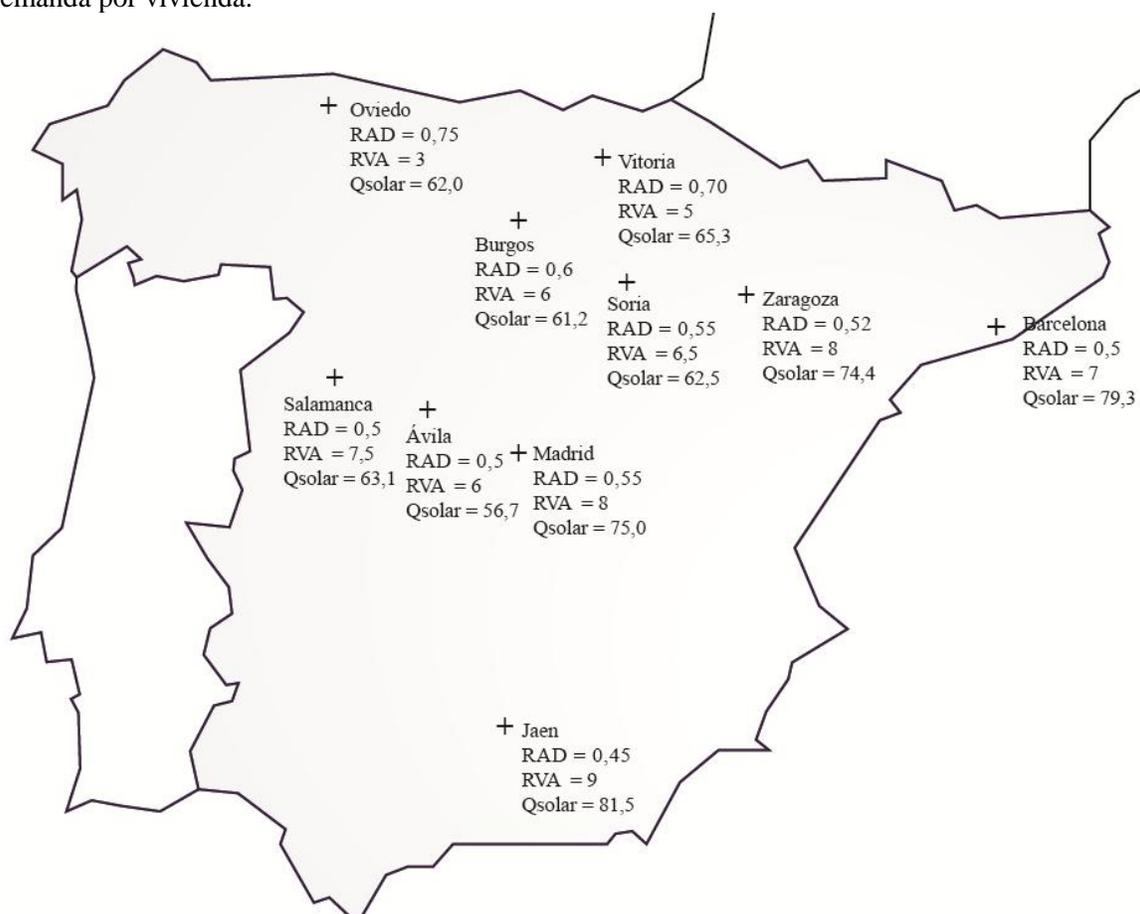


Figura 19: Coste unitario del calor solar (€/MWh), RAD y RVA para fracción solar del 50%.

6. Conclusiones

Se ha realizado un estudio de sistemas CSHPSS existentes en el norte y centro de Europa donde estos sistemas se han probado de forma experimental y comercial generando calor para grandes redes de distrito a un precio competitivo. Las experiencias en estos países indican que es necesaria la centralización de demandas (más de 500 MWh/a) para que las economías de escala y la reducción de pérdidas de calor en el acumulador hagan viable técnica y económicamente estos sistemas.

Se ha calculado un sistema CSHPSS en España demostrando que es posible el funcionamiento de estos sistemas para cubrir una parte importante de las necesidades de calefacción de una comunidad de viviendas. Estos cálculos se han realizado primeramente con el software de simulación TRNSYS.

Los cálculos realizados en TRNSYS han utilizado un modelo que incluye los siguientes componentes: captador solar, tuberías del campo de captadores, bombas de impulsión, intercambiador de calor con el acumulador estacional, acumulador estacional con estratificación, intercambiador de calor con la red de distribución, bomba de caudal variable para distribuir el calor, caldera auxiliar para servir el calor de distrito a la temperatura de suministro y otros componentes para controlar y definir variables de contorno del sistema (datos climáticos, temperatura del terreno, demanda instantánea). Este trabajo ha utilizado demandas de calefacción generadas mediante la simulación de un edificio de viviendas para aportar al sistema una distribución de la demanda realista.

Simulando el sistema en distintas ciudades de España con demandas equivalentes (1000 viviendas) obtenidas a partir de la simulación del edificio tipo se ha estudiado en qué zonas de España este tipo de sistemas puede funcionar mejor. La simulación del edificio en las distintas ubicaciones ha requerido de la modificación de sus características según la zona climática en la que se ubique para atender a los requerimientos técnicos del código técnico de la edificación.

Se ha observado que las diferentes localidades requieren de distintos ratios de diseño para obtener resultados similares de fracción solar. Las ciudades con mayor radiación anual requieren de un menor dimensionado del campo de captadores para cubrir una misma demanda. Por otro lado las ciudades con inviernos más largos han mostrado tener menores necesidades de acumulación. Por tanto el dimensionado de estos sistemas depende tanto de la radiación recibida como de la distribución de la demanda y no parece que pueda realizarse mediante correlaciones experimentales que dimensionen los captadores y acumuladores solamente en función de la fracción solar objetivo y demanda anual; como sugieren algunas agencias.

Al no ser adecuada la utilización de correlaciones para el prediseño y la evaluación de estos sistemas se ha propuesto un método de cálculo para el prediseño de estos sistemas con información climática sencilla y pública. Este método de cálculo, denominado método simple, se ha validado con TRNSYS obteniendo resultados muy similares tanto en rendimiento de los equipos como en fracción solar obtenida.

Se ha mostrado que el método simple implantado en el software de cálculo EES puede servir para dimensionar sistemas en base a criterios de diseño complejos e indirectos puesto que se pueden realizar estudios paramétricos de variables de diseño y seleccionarlas en función de resultados deseados. Esto ha servido para calcular con el método simple sistemas con una fracción solar entre el 45 % y el 95 % siguiendo el criterio de diseño de acumular todo el calor posible en verano.

Utilizando este criterio la fracción solar obtenida por el sistema varía linealmente con la ratio área de captadores entre demanda anual al mantenerse la eficiencia del campo de captadores. Por contra las necesidades de acumulación han mostrado no ser proporcionales a la fracción solar elegida y estas aumentan al aumentar la fracción solar.

Finalmente se ha realizado una evaluación económica de estos sistemas. La inversión inicial de este sistema es muy alta y mayor cuanto mayor sea la fracción solar. Los costes anuales del calor solar casi derivan únicamente de la amortización anual de la instalación y el coste del calor auxiliar depende de la demanda no cubierta con energía solar.

Aumentar la fracción solar o el número de viviendas abastecidas disminuye el coste del calor solar. Este cálculo se ha realizado para la ciudad de Zaragoza pero se han realizado análisis económicos en otras ciudades mostrando que para cubrir una demanda equivalente (similar fracción solar) se obtienen costes más reducidos en zonas con alta demanda y bajas necesidades de acumulación.

Se espera que este método simple de cálculo puede servir al desarrollo de estos sistemas del mismo modo que el método F-Chart sirvió para el desarrollo de sistemas solares para agua caliente sanitaria.

7 Nomenclatura

ρ	Densidad del agua, kg/m^3
ρ_{cs}	Densidad del fluido del campo solar, kg/m^3
η_{capt}	Rendimiento del captador solar, %
η_{cs}	Rendimiento del campo solar desde la salida del captador hasta el acumulador, %
η_{acu}	Rendimiento del acumulador, %
η_{sis}	Rendimiento del sistema, %
η_{cald}	Rendimiento de la caldera, %
ΔT	Diferencia de temperatura media entre el captador solar y el ambiente, K
A	Área total útil del campo de captadores, m^2
Balance _{anual}	Balance anual del sistema, MWh/a
Cp	Capacidad calorífica del agua, $\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$
Cp _{cs}	Capacidad calorífica del fluido calor portante en el campo solar, $\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$
CQ _{solar}	Coste unitario del calor solar, €/MWh
d	Diámetro del acumulador estacional, m
EA[m]	Carga del acumulador estacional, MWh
EA _x [m]	Carga teórica del acumulador al finalizar el mes, MWh
Eff	Eficacia del intercambiador de calor
E _{p1} [m]	Energía eléctrica aportada a la bomba del acumulador, MWh
E _{p2} [m]	Energía eléctrica aportada a la bomba de caudal variables, MWh
E _{p_{cs}} [m]	Energía eléctrica aportada a la bomba del campo solar, MWh
FS	Fracción solar, %
f _{aux}	Factor de costes de equipos auxiliares del sistema
f _{ind}	Factor de costes indirectos e imprevistos,
f _{mant}	Fracción de costes de mantenimiento respecto de la inversión inicial
f _{ope}	Fracción de costes de operación respecto de la inversión inicial
G _{cald} [m]	Energía aportada a la caldera, MWh
GD ₁₅	Grados día promedio en base 15, °C/día
GD _{cal}	Grados día utilizados para distribuir la calefacción, °C/día
GD _{ACS}	Grados día mensuales utilizados para el ACS, diferencia de temperatura entre la red de distribución de agua y la temperatura de servicio
h	Altura del acumulador estacional, m
i	Interés anual, %
Inv	Inversión inicial del sistema, €
Inv _{Acumulador}	Inversión inicial del acumulador estacional, €
Inv _{campo solar}	Inversión inicial del campo solar, €
k ₀	Rendimiento óptico del captador solar, adimensional
k ₁	Primer coeficiente de pérdidas de calor del captador solar, $\text{W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$
k ₂	Segundo coeficiente de pérdidas de calor del captador solar, $\text{W}/(\text{m}^2\cdot\text{K}^2)$
m _s	Caudal en el campo solar por unidad de superficie de captadores, $\text{kg}/(\text{h}\cdot\text{m}^2)$
NumDias[m]	Número de días del mes “i”
na	Número de años de vida útil de los captadores, años
nv	Número de años de vida útil del acumulador, años
q _{ACS}	Demanda de agua caliente sanitaria por superficie de vivienda, kWh/m^2
q _{cal}	Demanda de calefacción por superficie de vivienda, kWh/m^2
Q _{ACS} [m]	Demanda mensual de agua caliente sanitaria, MWh
Q _{acu,l} [m]	Pérdidas de calor del acumulador, MWh
Q _{acu,o} [m]	Energía descargada del acumulador estacional, MWh
Q _b [m]	Calor base solar aportado a la demanda, MWh

Q_c [m,h]	Producción horaria en una unidad de captador solar, W/m ²
Q_c [m]	Producción de energía térmica de los captadores solares, MWh
$Q_{c,l}$ [m]	Pérdida de calor de los captadores solares, MWh
Q_{cal} [m]	Demanda mensual de calefacción, MWh
$Q_{cald,l}$ [m]	Pérdida de calor de la caldera, MWh
Q_d [m]	Demanda mensual de energía térmica, MWh
Q_e [m]	Calor de entrada al acumulador estacional, MWh
$Q_{ex,l}$ [m]	Energía transferida a través del intercambiador de calor, MWh
Q_g [m]	Calor aportado por la caldera de gas sistema auxiliar, MWh
Q_l [m]	Calor transferido del acumulador estacional al ambiente, MWh
$Q_{P1,l}$ [m]	Pérdida de calor de la bomba del acumulador, MWh
$Q_{P2,l}$ [m]	Pérdida de calor de la bomba de caudal variable, MWh
$Q_{Pcs,l}$ [m]	Pérdida de calor de la bomba del campo solar, MWh
Q_r [m,h]	Radiación recibida en una unidad de superficie inclinada, W/m ²
Q_r [m]	Radiación mensual total recibida sobre el campo de captadores, MWh
Q_s [m]	Calor descargado por el acumulador, MWh
Q_{solar} [m]	Calor solar aportado por el sistema a la demanda, MWh
Q_{sx} [m]	Máxima cantidad de calor descargable del acumulador, MWh
Q_{tube} [m]	Transferencia de calor al ambiente de las tuberías, MWh
Q_x [m]	Calor rechazado por el sistema en meses de sobreproducción, MWh
RAD	Ratio área de campo de captadores entre demanda anual, m ² /(MWh/a)
RVA	Ratio volumen del acumulador entre área de captadores, m ³ /m ²
S_{viv}	Superficie de viviendas, m ²
T_{acu}	Temperatura media del acumulador al finalizar el periodo, °C
T_{cap}	Temperatura media del captador solar, °C
T_{ent}	Temperatura de entrada en el captador solar, °C
T_{max}	Temperatura máxima del acumulador estacional, °C
T_{min}	Temperatura mínima del acumulador estacional, °C
T_{red}	Temperatura mensual de red, °C
$T_{retorno}$	Temperatura de retorno de la red de distrito, °C
T_{sal}	Temperatura de salida del captador solar, °C
T_{ACS}	Temperatura de servicio del ACS, °C
UA_{acu}	Coefficiente de pérdidas del acumulador estacional al ambiente, W/K
V	Volumen del acumulador estacional, m ³
Z	Coste anual del sistema, €
$Z_{acumulador}$	Coste anual del acumulador, €
$Z_{campo solar}$	Coste anual del campo solar, €

8 Bibliografía

- [1] IDAE. *Análisis del consumo energético del sector residencial en España*. Julio 2011
- [2] MITyC. *Consumo de Energía Final. Informe anual de consumos energéticos*. Año 2010, Secretaria General, Departamento de Planificación y estudios MITyC.
- [3] ADHAC. *Censo de Redes* Mayo 2012. www.adhac.es [Consulta: Diciembre 2012]
- [4] *Código técnico de la edificación, Documento Básico de Ahorro de Energía, Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria, DB-HE4*. Real Decreto 314/2006, texto refundido con modificaciones del RD 1371/2007, de 19 de octubre, y corrección de errores del BOE de 25 de enero de 2008. <http://www.codigotecnico.org/> [Consulta: 6 de febrero de 2013]
- [5] T. Schmidt, D. Mangold, H. Muller-Steinhagen. *Central solar heating plants with seasonal storage in Germany*. Solar Energy 2004; 76:165-174
- [6] TRNSYS 16. A Transient System Simulation tool. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin- Madison 2004
- [7] Task 45. *Large Systems: Large Solar Heating/Cooling Systmes, Seasonal Storage*. International Energy Agency, Solar Heating and Cooling, 2011.
- [8] Task 45. *Subtask C system categorization*. International Energy Agency, Solar Heating and Cooling, 2012.
- [9] Plataforma Solar District Heating www.solar-district-heating.eu [Consulta: 6 de febrero de 2013]
- [10] J.O. Dalenbäck. *The ranking list of large scale solar heating plants*. Solar District Heating. www.solar-district-heating.eu [Consulta: 6 de febrero de 2013]
- [11] Solvarmedata. *Large-scale solar heating plants for district heating*. Dinamarca. <http://www.solvarmedata.dk/> [Consulta: 6 de febrero de 2013].
- [12] Solarge. *Good practice data base*. Solarge, Enlarging Solar Thermal Systems in Multi-Family-Houses, Hotels, Public and Social Buildings. www.solarge.org. [Consulta: 6 de febrero de 2013].
- [13] Arcon. <http://www.arcon.dk> [Consulta: 6 de febrero de 2013].
- [14] Sunmark. <http://www.sunmark.com/> [Consulta: 6 de febrero de 2013]
- [15] Solites. <http://www.solites.de/> [Consulta: 6 de febrero de 2013].
- [16] L. Böszörményi, M. Szabo, L. Bözörrmenyi jr. *Innovation possibilities of solar district heating systems with seasonal heat storage*. 12th International Multidisciplinary Scientific GeoConference, Conference Proceedings 2012; 4;537-544

- [17] M.Y. Haller, E. Frank. *On the potential of using heat from solar thermal collectors for heat pump evaporators*. ISES Solar World Congress 2011, Kassel, Germany.
- [18] C. Fraga, F. Mermoud, P. Hollmuller, E. Pampaloni, B. Lachal. *Direct coupling solar and heat pump at large scale: experimental feedback from an existing plant*. Energy Procedia. 2012;30:590-600
- [19] R. Dott, A. Genkinger, T. Afjei. *System evaluation of combined solar & heat pump systems*. Energy Procedia, 2012;30:562-570
- [20] D. Lindenberg, T. Bruckner, H.M. Groscurth, R. Kummel. *Optimization of solar - district heating systems: seasonal storage, heat pumps and cogeneration*. Energy 2000; 25:591-608.
- [21] M. Heinz, F. Elimar. *Investigations on solar thermal process heat integration with parabolic through collectors*. Energy Procedia. SHC, Solar Heating and Cooling conference 2012.
- [22] I. Niknia, M. Yaghoubi. *Transient simulation for developing a combined solar thermal power plant*. Applied Thermal Engineering 2012; 37:196-207.
- [23] M. Qu, H. Yin, D.H. Archer. *A solar thermal cooling and heating system for a building Experimental and model based performance analysis and design*. Solar Energy 2012; 84:166-182
- [24] I. Vallios, T. Tsoutsos, G. Papadakis. *Design of biomass district heating systems*. Biomass and Bioenergy 2009; 33:659-678.
- [25] M.A. Lozano, A. Anastasia, L.M. Sierra, Vittorio Verda. *Thermoeconomic Cost Analysis of central Solar Heating Plants combined with seasonal storage*. ASME 2010 International Mechanical Engineering Congress and Exposition (IMECE2010); pp. 643-653.
- [26] B. Sibbitt, D. McClenahan, R. Djebbara, J. Thornton, B. Wong, J. Carriere, J. Kokko. *The Performance of a High Solar Fraction Seasonal Storage District Heating System – Five Years of Operation*. SHC, Solar Heating and Cooling Conference 2012. Energy Procedia, 2012; 30:856-865
- [27] P.J. Lunde. *Prediction of the performance of solar heating systems utilizing annual storage*. Solar Energy (1979) 22:69-75
- [28] M.S. Drew, R.B.G. Selvage. *Sizing procedure and economic optimization methodology for seasonal storage solar systems*. Solar Energy (1980) 25:79-83
- [29] J.E. Braun, S.A. Klein y J.W. Mitchell. *Seasonal Storage of Energy in solar heating*. Solar Energy (1981) 26:403-411

- [30] J.O. Dalenback. *Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage – status report*, 1992. IEA, programa SHC, Task VII 1992.
- [31] S. Raab, D. Mangold, H.Müller-Steinhagen. *Validation of a computer model for solar assisted district heating systems with seasonal hot water heat store*. *Solar Energy* 2005; 79:531-543.
- [32] M. Chung, J. Park and H. Yoon. *Simulation of a central solar heating system with seasonal storage in Korea*. *Solar Energy* 1998; 64:163-178.
- [33] M. Lundh, J.O. Dalenbäck. *Swedish solar heated residential area with seasonal storage in rock: Initial evaluation*. *Renewable energy* 2008;33:703-711
- [34] AENOR *Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares*. AENOR UNE-EN 12975:2006
- [35] Sedical. *Software de cálculo de componentes y tarifa profesional*. Sedical 2007
- [36] *Código técnico de la edificación*. Real Decreto 314/2006, texto refundido con modificaciones del RD 1371/2007, de 19 de octubre, y corrección de errores del BOE de 25 de enero de 2008. <http://www.codigotecnico.org/> [Consulta: 6 de febrero de 2013]
- [37] U.S. Department of Energy. *Energy Plus Weather Data*. <http://www.eere.energy.gov/> [Consulta: 6 de febrero de 2013]
- [38] J.E. Nielsen y R. Battisti. *Solar District Heating guidelines FactSheet 2.3: Feasibility Studies*. Solar District Heating Take Off project (2012) www.solar-district-heating.eu
- [39] S.A. Klein. *EES, Engineering Equation Solver*. F-Chart Software, Madison Wisconsin.
- [40] AEMET. Asociación Española de Meteorología.
<http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos> [Consulta: 6 de febrero de 2013]
- [41] *Guía resumida del clima en España 1971-2000*. Ministerio de Medio Ambiente, 2001.
- [42] UNE 94003. *Datos climáticos para el dimensionado de instalaciones solares térmicas*. Septiembre 2007.
- [43] AENOR. *Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria*. AENOR, UNE 94.002:2005..
- [44] UNE 100-002-88. *Climatización - Grados•día base 15°C*. Febrero 1988.
- [45] D.G. Erbs, S.A. Klein, W.A. Beckman. *Estimation of degree-days and ambient temperature bin data from monthly-average temperatures*. *ASHRAE Journal*, 1983; 25; 6:60-65.

- [46] D.G. Erbs. *Models and applications for weather statistics related to building heating and cooling loads*. Ph. D. Thesis, Mechanical Engineering Dept., University of Wisconsin-Madison, 1984.
- [47] D.G. Erbs, S.A. Klein, J.A. Duffie. *Estimation of diffuse radiation fraction for hourly, daily, and monthly-average global radiation*. Solar Energy, Vol. 28, Nº 4, pp. 293-302, 1982.
- [48] P.I. Cooper. *The absorption of radiation in solar stills*. Solar Energy, 1969;12;3:333-346.
- [49] M. Collares-Pereira, A. Rabl. *The average distribution of solar radiation - Correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values*. Solar Energy, 1979;22;2:155-184.
- [50] B.Y.H. Liu, R.C. Jordan RC. *The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation*. Solar Energy, 1960;4;3:1-19.
- [51] J.A Duffie, W.A. Beckman. *Solar Engineering of Thermal Processes* (3ª ed.). Wiley, 2006.
- [52] IDAE. *Escala de calificación energética para Edificios de nueva construcción*. Grupo de Termotecnia de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla. IDAE Mayo 2009
- [53] M.A. Lozano, A. Anastasia, F. Palacín y L.M. Serra. *Simulation study and economic analysis of large-scale solar heating plants in Spain*. EuroSun 2010, International Conference on Solar Heating, Cooling and Buildings, Graz, Austria, September 28 – October 1, 2010
- [54] IEA, SHC. *Technology Roadmap, Solar Heating and Cooling*. International Energy Agency, Solar Heating and Cooling 2012.

ANEXO A: Grandes plantas solares térmicas.

A.1. Sistemas solares térmicos de gran tamaño en el Mundo

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés, International Energy Agency) creó un programa específico para el estudio de sistemas solares para la producción de calefacción y refrigeración (SHC, por sus siglas en inglés, Solar Heating and Cooling). Este programa ha desarrollado múltiples proyectos de investigación dedicados al estudio de distintos temas de interés internacional alrededor de estos sistemas denominados “Task”. La Task 45 “Large solar heating and cooling systems, seasonal storage and heat pumps” [1] comenzó en Enero de 2011 y su objetivo es el estudio de los grandes sistemas solares para calefacción de distrito, incluyendo acumuladores estacionales y bombas de calor.

Uno de los resultados de esta Task es la clasificación de grandes plantas solares [2]. Se define como grande aquella planta con un campo de captadores mayor que 500 m² de superficie útil. El crecimiento del número de instalaciones solares térmicas de gran tamaño desde los años 90 ha sido exponencial (ver Figura 1). En 2012 había un total de 222 grandes instalaciones clasificadas. Atendiendo a la ubicación geográfica China es el país con mayor número de plantas (ver Figura 2), pero Europa tiene en conjunto casi el 60% de las instalaciones mundiales. España está en el sexto puesto en el ranking mundial con 13 instalaciones solares térmicas de gran tamaño (ver Tabla 1).

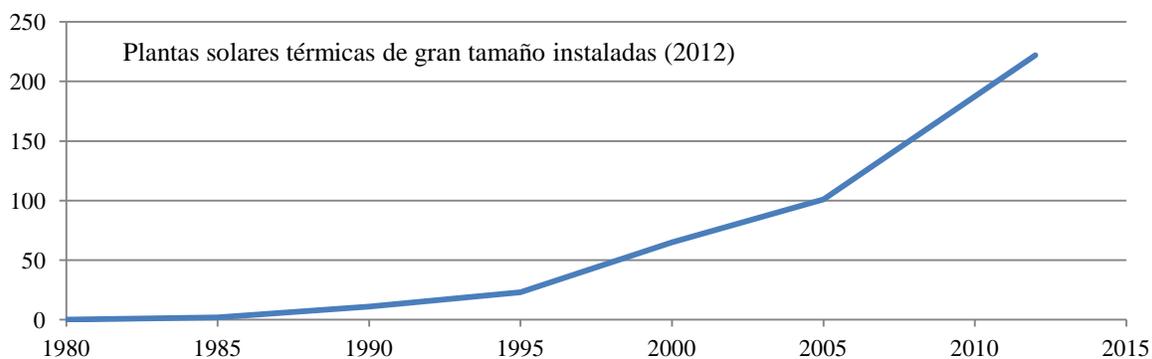


Figura A.20: Evolución temporal del número de instalaciones en el mundo [2]

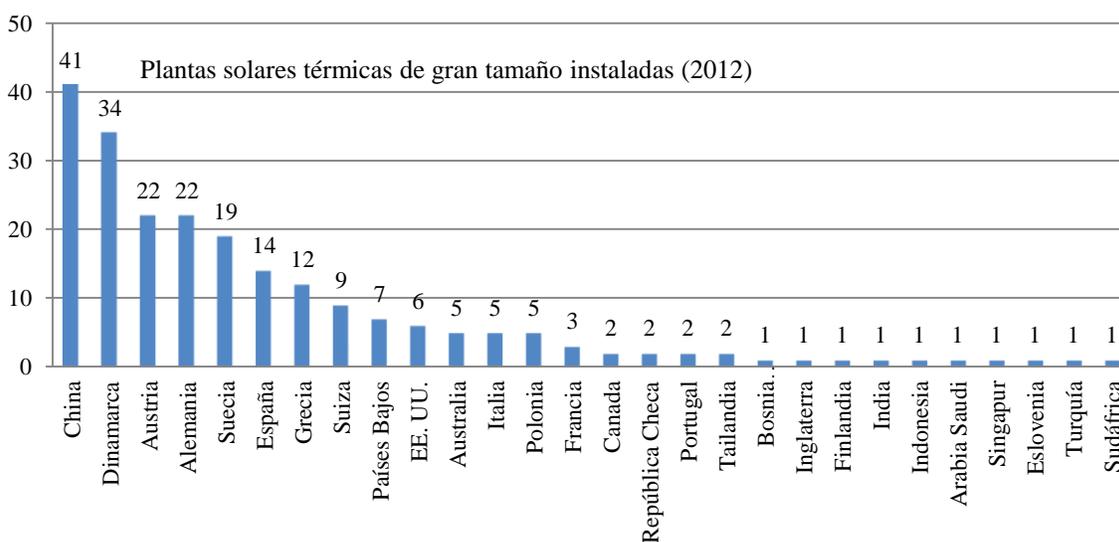


Figura A.21: Distribución por países de las grandes instalaciones solares para producción de calor y frío [2].

Tabla A.18: Instalaciones solares térmicas en España [2]

Referencia de la instalación:	Año construcción	Tipo de captador solar en la instalación	Superficie captadores	Instalación	Refrigeración solar
Polideportivo municipal de Haro	2007	Captador sin cubierta	1500	Suelo	
Hotel San Antonio	2007	Captador solar plano	2894	Cubierta	Máquina de absorción
Consejería de educación de Toledo	2004	Captador de tubo de vacío	796	Cubierta	Máquina de absorción 387 kW
Inditex, Arteixo A Coruña (Spain)	2003	Captador solar plano	1500	Cubierta	Máquina de absorción 170 kW. Carrier 16JB014
Centro deportivo de Daoiz y Velarde	2003	Captador solar plano	600	Cubierta	
Centro Asistencial San Juan de Dios	2000	Captador solar plano	677	Cubierta	
Belroy Palace Hotel, Benidorm	1992	Captador de tubo de vacío	400	Cubierta	Máquina de absorción, 125 kW
Barcelona, sistema de distrito	2007			Cubierta	
Llefià	2006			Suelo	
Fontedosa planta embotelladora, El Oso	2003				Máquina de absorción 105 kW Yazaki
Sant Feliu de Guixols	2002			Cubierta	
Parque Balear de Innovación Tecnológica	2001				
Apartamentos Bitácora,	2001			Cubierta	

Los sistemas incluidos en la Tabla 1 cubren demandas de calefacción, agua caliente, climatización de piscinas y refrigeración. Los captadores pueden ser instalados en la cubierta de los edificios o se pueden colocar en el terreno. Las instalaciones recogidas se han clasificado según su aplicación en 6 categorías siendo los sistemas de calefacción de distrito los más comunes seguidos de los de refrigeración de distrito, sistemas para ACS, calor industrial y sistemas para piscinas climatizadas (Tabla 2). La mayor aplicación de estos sistemas es la producción de calefacción con o sin agua caliente sanitaria para cubrir parte de las necesidades del sector residencial-comercial.

Tabla A.2: Número de instalaciones mundiales según categorías de aplicación [2].

GH Calefacción de distrito:	145	PH Calor industrial:	16
GC Refrigeración de distrito:	35	SH Climatización de piscinas:	10
WH Agua caliente sanitaria	16	PC Frío industrial	0

La Tabla 3 muestra las instalaciones con un campo de captadores mayor o igual que 10.000 m². La mayor instalación solar de GH, con una superficie de captadores de 36.000 m², está ubicada en Rhiad (Arabia Saudita). La mayor instalación solar de GC, con una superficie de captadores de 9000 m² está en Dezhou (China). La instalación de WH mayor del mundo, con una superficie de captadores de 11.310 m², es la de Loggang District en Shenzhen (China). La compañía Dali tiene la mayor instalación solar para procesos industriales (PH) con 13.000 m² de superficie de captadores se encuentra en Zhejiang (China). La mayor instalación de SH está ubicada en Yangzhou (China) y la superficie de captadores es de 12.308 m².

Tabla A.3: Instalaciones solares térmicas de más de 10.000 m² [2]

Referencia de la instalación:	Año construcción	Tipo de captador solar	Superficie de captadores	Instalación
Rhiad, Arabia Saudi	2011	Captador solar plano estándar	36.305 m ²	Cubierta
Calefacción de distrito en Marstal, Dinamarca	1996	Captador solar plano estándar	17.923 m ²	Terreno
Calefacción de distrito en Vojens, Dinamarca	2012	Captador solar plano estándar	17.500 m ²	Terreno
Calefacción de distrito en Ringkøbing, Dinamarca	2010	Captador solar plano alta temp.	15.024 m ²	Terreno
Procesos industriales Dali CO. LTD, China	---	---	13.000 m ²	Terreno
Piscina de natación y submarinismo en Yangzhou, China	2007	Captador solar plano estándar	12.308 m ²	Terreno
Calefacción de distrito en Sydfalster, Dinamarca	2011	Captador solar plano alta temp.	12.075 m ²	Terreno
Calefacción de distrito en Veggerløse, Dinamarca	2011	Captador solar plano estándar	12.075 m ²	Terreno
Calefacción de distrito Sæby, Dinamarca	2011	Captador solar plano estándar	11.921 m ²	Terreno
Centro deportivo en Longgang - Shenzhen, China	2008	Captador solar plano estándar	11.310 m ²	Terreno
Calefacción de distrito en Brædstrup, Dinamarca	2011	Captador solar plano alta temp.	10.600 m ²	Terreno
Calefacción de distrito en Gram, Dinamarca	2009	Captador solar plano alta temp.	10.073 m ²	Terreno
Calefacción de distrito en Jægerspris, Dinamarca	2010	Captador solar plano estándar	10.044 m ²	Terreno
Calefacción de distrito Oksbøl, Dinamarca	2010	Captador solar plano estándar	10.043 m ²	Terreno
Calefacción de distrito en Kungälv, Suecia	2000	Captador solar plano estándar	10.000 m ²	Terreno

Analizando la evolución temporal del área total de captadores en las instalaciones de gran tamaño puede estudiarse el desarrollo de esta tecnología (Figura 3). En Europa, la superficie total de captadores de grandes instalaciones ha tenido un rápido crecimiento, desde los años 90 y especialmente durante el último sexenio (2006-2012). La superficie total de captadores supera los 400.000 m². China ha experimentado un crecimiento aún más acelerado y, aunque la instalación de estas plantas en este país se inició hace aproximadamente 10 años, cuenta con cerca de 110.000 m² instalados en 2012. Estos rápidos crecimientos ponen de manifiesto el creciente interés en el aprovechamiento de la energía solar térmica que, de acuerdo con la IEA, presenta un gran potencial de desarrollo [3]. En la Tabla 4 se muestran detalles de instalaciones solares de gran tamaño ubicadas en China.

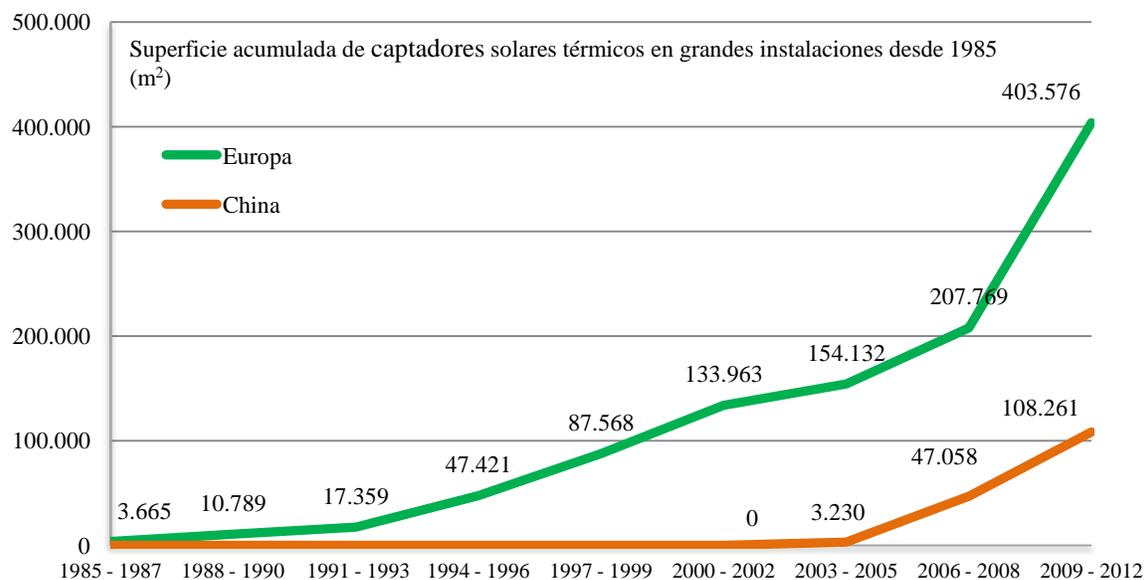
**Figura A.22:** Evolución temporal de la superficie de captadores instalados en plantas de gran tamaño desde 1985 [2].

Tabla A.4: Instalaciones solares de gran tamaño en China [2]

Referencia de la instalación:	Año construcción	Tipo de captador solar en la instalación	Superficie captadores	Instalación
Centro deportivo internacional en Qingdao	2006	Captador solar plano estándar	611 m ²	cubierta
Región autónoma de Mongolia en el norte de China	2012	CPC Tubo de vacío	5000 m ²	terreno
El proyecto de calefacción de espacios en Lhasa	2007	CPC Tubo de vacío	560 m ²	cubierta
El proyecto del sistema combinado de calefacción y agua caliente sanitaria en Lhasa	2010	Tubo de vacío heat pipe y estándar	1594 m ²	cubierta
Sistema solar de calefacción en el distrito de Pinggu	2005	Captador solar plano estándar	1988 m ²	cubierta
Sistema solar de calefacción, centro logístico de Naqu	2009	Tubo de vacío heat pipe y estándar	7800 m ²	terreno
Proyecto de calefacción de demostración de Erdos	2009	CPC Tubo de vacío	3064 m ²	terreno
Sistema solar combi de calefacción y ACS en el distrito de Pinggu	2010	CPC Tubo de vacío	4170 m ²	cubierta
Centro logístico en Qingdao en la Villa Olímpica	2006	Captador solar plano alta temp.	585 m ²	cubierta
Proyecto en Beijing, China	2004	Tubo de vacío tipo heat pipe	850 m ²	cubierta
Sun-Moon Mansion	2009	CPC Tubo de vacío	9188 m ²	cubierta
Edificio de microemisiones en Dezhou, Huangming Sun-Moon Mansion	2007	Tubo de vacío heat pipe y estándar	5024 m ²	terreno
Proyecto de energía solar en el parque industrial de Quanshunting	---	Captador solar plano estándar	156 m ²	terreno
Sistema de agua caliente solar en el centro deportivo olímpico de Jinan	2008	CPC Tubo de vacío	858 m ²	cubierta
Empresa en Zhejiang, Ruixing leather Co.	2007	Tubo de vacío todo de vidrio	476 m ²	cubierta
Proyecto de reforma del sistema de ACS del hotel Lanzhou en Gansu	2007	Tubo de vacío todo de vidrio	1162 m ²	cubierta
Proyecto de agua caliente en el colegio de policía de Shanghai	2007	Tubo de vacío tipo heat pipe	366 m ²	cubierta
Proyecto de expansión del edificio de catering del aeropuerto internacional de Beijing terminal 3	2008	Tubo de vacío todo de vidrio	3381 m ²	cubierta
Distrito de Chaoyang Meilifang en Beijing	2011	Tubo de vacío tipo heat pipe	2320 m ²	cubierta
Cuartel del equipo Foxconn en Changshu	2008	Tubo de vacío todo de vidrio	1747 m ²	cubierta
Sistema de agua caliente para una granja en Guangming del grupo lácteo Dafeng	2009	Tubo de vacío todo de vidrio	1050 m ²	cubierta
Centro deportivo en distrito Longgang en Shenzhen	2008	Captador solar plano estándar	11.310 m ²	terreno
Sistema de agua caliente para piscina de natación y submarinismo en Yangzhou	2010	Captador solar tubo tipo U	447 m ²	terreno
Sistema de agua caliente para FAW Toyota Motor Company Limited en Changchun	2007	Tubo de vacío todo de vidrio	720 m ²	cubierta
Proyecto de agua solar para en Guangzhou	2010	Captador solar plano estándar	4851 m ²	terreno
Proyecto de agua caliente en edificio de ferrocarriles en Fengtai, Beijing	2006	Tubo de vacío todo de vidrio	1003 m ²	cubierta
Sistemas solar para servicios de estudiantes en la Universidad internacional de empresariales y económicas	2009	Tubo de vacío todo de vidrio	5071 m ²	terreno
Piscina del centro deportivo en Lhasa	2011	Tubo de vacío tipo heat pipe	945 m ²	cubierta
Primera etapa de los suburbios del sur del Jardín Chino	2008	Captador solar tubo tipo U	653 m ²	cubierta
Sistema de agua caliente solar para el centro deportivo olímpico en Jinan	2009	Tubo de vacío tipo heat pipe	504 m ²	cubierta
Piscina solar en el campos de Qianhu	2008	Tubo de vacío todo de vidrio y heat pipe	2000 m ²	cubierta
Sistema solar de agricultura tecnológica (China/Francia) en Zhejiang	2008	Tubo de vacío todo de vidrio y heat pipe	653 m ²	cubierta
Sistema para la piscina de natación y submarinismo en Yangzhou	2007	Captador solar plano estándar	12.308 m ²	terreno
Precalentamiento de una caldera de vapor en Jinan	2011	---	5750 m ²	cubierta
Caldera Solar	2011	CPC Tubo de vacío	5200 m ²	cubierta
Sistema solar para procesos, Dali CO. LTD	---	---	13.000 m ²	terreno
Chang shu Jinhong Printing and dyeing Co. LTD	---	Captador solar tubo tipo U	7460 m ²	cubierta

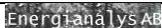
Referencia de la instalación:	Año construcción	Tipo de captador solar en la instalación	Superficie captadores	Instalación
Shanghai Mint	2007	Tubo de vacío tipo heat pipe	410 m ²	cubierta
sistema de calentamiento de crudo en Liaoh	2005	Tubo de vacío tipo heat pipe	392 m ²	cubierta
Tratamiento inocuo de residuos fecales en Shenzhen	2009	Captador solar plano estándar	600 m ²	cubierta
Sistema de calentamiento de crudo en Shengli	2009	Tubo de vacío heat pipe y estándar	3648 m ²	terreno

A.2. Sistemas solares de calefacción de distrito en Europa

En Europa el interés que despierta la posibilidad de cubrir una parte importante de las necesidades de calefacción y otras necesidades energéticas de baja temperatura con energía renovable ha llevado a la creación de plataformas de trabajo en las que se alinean consultores, investigadores, proveedores de equipos y constructores de grandes sistemas solares térmicos.

La plataforma *Solar District Heating* (SDH) [4] recoge a un gran número de empresas, profesionales y expertos del sector de la energía solar térmica de distrito para impulsar el desarrollo de estos sistemas. En la Tabla 5 puede verse una lista de participantes.

Tabla A.5: Empresas e instituciones dedicadas a sistemas solares térmicos de gran tamaño [4]

Logo:	Empresa:	Contacto:	Categoría:	Actividad geográfica:
	Ambiente Italia srl.	Riccardo Battisti Tel: +39 0644340129 riccardo.battisti@ambienteitalia.it www.ambienteitalia.it	Consultoría Educación Conceptos energéticos Estudios de viabilidad Investigación	Italia
	ARCON Solar A/S	Søren Elisiussen Tel: +45 9839 1477 arcon@arcon.dk www.arcon.dk	Proveedor captadores Proveedor de componentes y sistemas Consultoría Diseño Conceptos energéticos Estudios de viabilidad Planeamiento Desarrollo de proyectos Constructor	Dinamarca Francia Alemania Reino Unido Groenlandia Italia España Suecia Tailandia
	ea energy	Eg Andersen Tel: +45 40 90 11 33 ea@eaenergy.net www.eaenergy.net	Proveedor de componentes y sistemas Educación Proveedor de tuberías	Austria Canada Dinamarca Alemania Italia Kenya Ruanda Sudáfrica España Sudán Suecia Estados Unidos Zimbabue
	Energianalys AB	Gunnar Lennermo Tel: +46 322 611754 gunnarl@energianalys.net www.energianalys.net	Consultoría Diseño	Suecia
	PlanEnergi	Main office: planenergi@planenergi.dk Tel: +45 9682 0400 Per Alex Sørensen: pas@planenergi.dk Tel: +45 9682 0402 www.planenergi.dk	Consultoría Diseño Educación Conceptos energéticos Estudios de viabilidad Planificación Desarrollo de proyectos	Asia Europa China Dinamarca
	Politecnico di Milano	Marco Calderoni Tel: +390223993931 marco.calderoni@polimi.it www.polimi.it	Investigación	África Europa

Logo:	Empresa:	Contacto:	Categoría:	Actividad geográfica:
	Ramboll Denmark, Energy	Flemming Ulbjerg, Solar heating expert Tel: +45 5161 5887 fu@ramboll.com Søren Skov-Thoader, Photovoltaic expert Tel: +45 5161 6337 sst@ramboll.dk www.ramboll.com	Consultoría Diseño Educación Conceptos energéticos Estudios de viabilidad Planificación	Chile Dinamarca Finlandia Groenlandia Dinamarca Noruega Rumania Rusia Corea del Sur Suecia Reino Unido Estados Unidos Uzbekistan
	Ritter XL Solar GmbH	Detlev Seidler CEO Tel: +49 7202 922-254 Fax: +49 7202 922-125 d.seidler@ritter-xl-solar.com www.ritter-xl-solar.com www.ritter-gruppe.com	Proveedor captadores Proveedor de componentes y sistemas Consultoría Proveedor de controladores de sistemas Diseño Planeamiento Investigación en desarrollo de proyectos Desarrollo de proyectos Constructor	África Asia Europa Norte América Sur América Australia Austria Dinamarca Alemania Nueva Zelanda Suecia Suiza
	S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH	Moritz Schubert R & D / project development Tel: +43 316 292840-81 Fax: +43 316 292840-28 m.schubert@solid.at www.solid.at	Proveedor captadores Proveedor de componentes y sistemas Consultoría Proveedor de controladores de sistemas Diseño y planeamiento Conceptos energéticos Estudios de viabilidad Investigación en desarrollo de proyectos Desarrollo de proyectos Investigación Constructor	África Asia Europa Norte América Sur América
	Solites - Steinbeis Research Institute for Solar and Sustainable Thermal Energy Systems	Thomas Pauschinger Tel: +49-711-6732000-40 pauschinger@solites.de www.solites.de	Consultor Educación Conceptos energéticos Estudios de viabilidad Desarrollo de proyectos Investigación	Europa Dinamarca Alemania Italia Noruega España
	S-Solar (Sunstrip)	Klas Ståhl Tel: +46 122 866 60 Fax: +46 122 866 69 sales@ssolar.com en.ssolar.com	Proveedor captadores Proveedor de componentes y sistemas Consultoría Proveedor de controladores de sistemas Diseño Conceptos energéticos Estudios de viabilidad Proveedor de intercambiadores de calor Proveedor de acumuladores Desarrollo de proyectos Investigación	Asia Europa Norteamérica Sur América
	Tjæreborg Industri A/S	Leif Hornbak Tel: +45245287887 l.hornbak@tji.dk www.tji.dk	Proveedor de componentes y sistemas Proveedor de controladores de sistemas	Dinamarca

Desde la plataforma SDH se difunde material formativo y divulgativo preparado por los integrantes de la asociación para facilitar el conocimiento de estos sistemas e instalaciones. Se ha desarrollado un manual para el diseño de estas instalaciones en el cual se proponen distintas configuraciones y métodos para dimensionar instalaciones solares térmicas de gran tamaño así como sistemas de seguridad y control adecuados [5]. La plataforma SDH también dispone de una base de datos online con sistemas solares térmicos para calefacción de distrito con superficie de campo de captadores superior a 1000 m² ubicados en Europa [6]. Del total de 86 sistemas en esta base de datos 21 de ellos cuentan con acumulador estacional. Los países con más instalaciones son Suecia, Dinamarca, Alemania y Austria (Ver Tabla 6).

Tabla A.6: Descripción de las grandes instalaciones solares de distrito en Europa [6].

Ciudad	País	Área de captadores (m ²)	Tipo de captadores	Tipo de acumulación	Volumen de acumulación (m ³)
Marstal	Dinamarca	18.300	FPC	WTES	10.000
Ringkøbing	Dinamarca	15.000	FPC		
Gram	Dinamarca	10.073	FPC		
Jægerspris	Dinamarca	10.000	FPC		
Oksbøl	Dinamarca	10.000	FPC		
Kungälv	Suecia	10.000	FPC		
Broager	Dinamarca	9988	FPC		
Braedstrup	Dinamarca	8012	FPC		
Strandby	Dinamarca	8012	FPC		
Nykvarn	Suecia	7500	FPC		
Crailsheim	Alemania	7300	FPC	BTES	37.500
Tørring	Dinamarca	7284	FPC		
Almere	Países Bajos	7000	FPC		
Soenderborg/Vollerup	Dinamarca	5866	FPC		
Neckarsulm	Alemania	5670	FPC	BTES	60.000
Falkenberg	Suecia	5500	FPC		
Tistrup	Dinamarca	5400	FPC		
Ulsted	Dinamarca	5000	FPC		
Graz	Austria	4960	FPC		
Ærøskøping	Dinamarca	4900	FPC		
Lyckebo	Suecia	4320	FPC	WTES	10.000
Friedrichshafen	Alemania	4050	FPC	WTES	12.000
Graz	Austria	3860	FPC		
Hejnsvig	Dinamarca	3700	FPC		
Rise	Dinamarca	3575	FPC	WTES	5000
Ry	Dinamarca	3040	FPC		
Hilleroed/Ulleroed	Dinamarca	3007	FPC		
Hamburg	Alemania	3000	FPC	WTES	4500
Rome	Italia	3000	FPC		
München	Alemania	2900	FPC	WTES	5700
2MW	Países Bajos	2900	FPC	ATES	
Aldemar	Grecia	2785	FPC		
Sarantis	Grecia	2700	FPC		
Lambohov	Suecia	2700	FPC	WTES	10.000
Greta Candia Maris	Grecia	2538	FPC		
Nordby	Dinamarca	2500	FPC		
Graz	Austria	2480	FPC		
Ingelstad	Suecia	2460	FPC	WTES	5000

Ciudad	País	Área de captadores (m ²)	Tipo de captadores	Tipo de acumulación	Volumen de acumulación (m ³)
Breda	Países Bajos	2400	FPC+DB		
Groningen	Países Bajos	2400	ETC	BTES	
Anneberg	Suecia	2400	FPC	BTES	60.000
Augsburg	Alemania	2000	FPC	ATES	
Torvalla	Suecia	2000	FPC		
Fränsta	Suecia	1650	FPC		
Stuttg.Burgholzhof	Alemania	1635	FPC		
Lisbon	Portugal	1620	FPC		
Eggenstein	Alemania	1600	FPC	WGTES	4500
Polideportivo Haro	España	1500	UG		
Arteixo (A Coruña)	España	1500	FPC		
Czestochowa	Polonia	1500	FPC		
Ekoviikki	Finlandia	1430	FPC		
Gårdsten	Suecia	1410	FPC		
Graz	Austria	1407	FPC		
Planes-Les-Ouates	Suiza	1400	UG		
Bo01	Suecia	1400	FPC		
Hannover-Kronsberg	Alemania	1350	FPC	WGTES	2750
Esslingen	Alemania	1330	ETC		
Ingelstad	Suecia	1320	FPC	WTES	5000
Gleinstätten	Austria	1315	FPC		
Podd_bice	Polonia	1287	FPC		
Bilderland	Austria	1284	FPC		
Eibiswald	Austria	1250	FPC		
Säter	Suecia	1250	FPC		
Lisse	Países Bajos	1200	FPC		
Ålta	Suecia	1200	FPC+R		
Kullavik	Suecia	1185	FPC		
Les Salines	Francia	1164	FPC		
Bad Mitterndorf	Austria	1120	FPC		
Neuchatel	Suiza	1120	UG	WTES	1000
Rodos Place	Grecia	1115	FPC		
Kerava	Finlandia	1100	FPC	BTES	
Kockum Fritid	Suecia	1100	FPC		
Heleneholm	Suecia	1100	FPC		
Fjärås Vetevägen	Suecia	1095	FPC		
Innsbruck	Austria	1080	FPC		
Salzburg	Austria	1056	FPC		
Innsbruck	Austria	1050	FPC		
Tyras	Grecia	1040	FPC		
Tubberupvænge	Dinamarca	1030	FPC	WTES	1000
Åsa	Suecia	1030	FPC		
Saltum	Dinamarca	1005	FPC		
Le Pont du Traux	Suiza	1000	UG		
Stuttgart Brenzstr.	Alemania	1000	FPC		
Rostock	Alemania	1000	FPC	ATES	2000
Odensbacken	Suecia	1000	FPC		
Ellös	Suecia	1000	FPC		

* El significado de las siglas utilizadas en la tabla puede encontrarse en el Anexo F: Glosario.

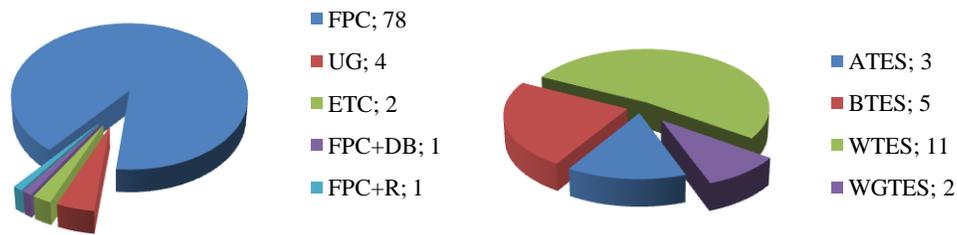


Figura A.23: Número de instalaciones por tipo de componentes en Europa (izquierda captadores solares, derecha acumuladores estacionales) [6].

La configuración más común en estos sistemas según los datos de la plataforma SDH son los sistemas con captador solar plano y sin acumulador estacional. Dentro de los sistemas con acumulación estacional los más comunes son los tanques de agua caliente (WTES) y los de calentamiento de terreno mediante pozos (BTES).

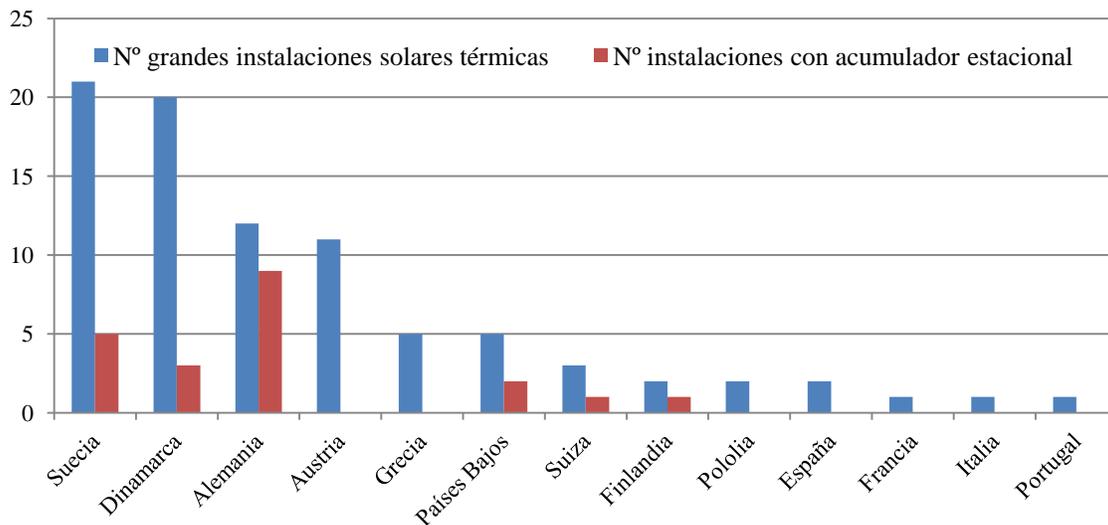


Figura A.24: Distribución en Europa de grandes instalaciones solares térmicas y de instalaciones con acumulación estacional [6].

A.3. Plantas solares para calefacción de distrito en Dinamarca

Dinamarca es el país con un mayor crecimiento en este tipo de instalaciones. La asociación danesa para calefacción de distrito solar, *Solvarmedata* [7], ofrece datos sobre instalaciones solares que aportan calor a redes de distrito. Esta asociación muestra datos instantáneos e históricos de producción solar y radiación recibida de 25 plantas solares. También están recogidos los datos de diseño, construcción e inversión inicial de las plantas así como la producción anual estimada o el combustible auxiliar utilizado (ver Tabla 7). De las 25 plantas asociadas 23 fueron construidas en el último cuatrienio (8 en 2012, 5 en 2011, 5 en 2010 y 4 en 2009). El rápido crecimiento en instalaciones solares de calefacción de distrito muestran la viabilidad económica de este tipo de proyectos. La viabilidad comercial de estos proyectos se debe, en parte, a la posibilidad de verter calor solar a grandes redes de distrito con una fracción solar baja, inferior al 30% en todos los casos.

La realización de estos proyectos requiere de una fuerte inversión inicial. Parte de la viabilidad económica se fundamenta en la facilidad que ofrecen los bancos daneses para su financiación con un bajo interés anual, 3%. De la experiencia danesa podemos inferir que para que en España se desarrolle esta tecnología resulta necesario el planeamiento previo de redes de calefacción de distrito. Con ellas se podrían atender a bajo coste las necesidades térmicas de grandes comunidades de usuarios con fuentes alternativas de calor: plantas solares, plantas de cogeneración, calderas de biomasa, centrales termoeléctricas, calor residual industrial, etc.

Tabla A.7 : Descripción de plantas solares de distrito en Dinamarca [7].

	Año de construcción	Sistema solar utilizado	Superficie útil de captadores solares m ²	Superficie construida m ²	Número de módulos	Inclinación de los paneles solares	Producción anual estimada (MWh/a)	Fracción de calor solar producido en la planta (%)	Combustible alternativo en la planta	Inversión inicial (10 ⁶ DKK)	Subvención (10 ⁶ DKK)
Marstal	2001	Sunmark Arcon	17.943	43.500	1418	40	8500	30	Biofuel	51	19
Ulsted	2006	ArconSolvarme	5012	18.100	400	33	2202	23	Pellets	8,6	1,5
Strandby	2008	Arcon Solvarme	8019	25.000	641	35	3759	18	Gas natural	14,5	3,4
Torning	2009	Sunmark	7284	21.300	525	45	3431	12	Gas natural	12	0
Gram	2009	Arcon	10.073	35.000	802	38	4857	17	Gas natural	18	
Sonderborg	2009	Sunmark	7576	25.000	551	45	3400	20	Biofuel		
Broager	2009	Arcon	9988	39.931	794	40	5100	21,1	Gas natural	17,8	0
Ringkjøbing	2010	Arcon	15.000	40.000	1200	35	7125	6,5	Gas natural	32	
Tistrup	2010	Arcon	5409	20.000	432	40	2141	18	Gas natural	11,3	0
Oksbol	2010	Sunmark	10.043	30.000	732	40	5195	18	Gas natural	16	0
Jaegerspris	2010	Sunmark	10.044	31.000	730	40	5200	16		18,3	0
Aeroskøbing	2010	Sunmark Arcon	7050		552	38	3000	22	Paja	11	3
Saebj	2011	Sunmark	11.866	24.000	863	30	6300	7	Gas natural	16,5	0
Ejstrupholm	2011	Sunmark	6243	7000	454	45	3000	18	Gas natural	16	0
Skovlund	2011	Sunmark	2970		216	40	1380	18,7	Gas natural		0
Hejnsvig	2011	Sunmark	3704	22.400	270	40	1770	20	Gas natural	8,7	0
Sydfalster	2011	Arcon	12.094	12.094	966	38	6050	19	Paja	19	0
Feldborg	2012										
OrnhøjGronbjerg	2012	ArconSolvarme	5083	30.000	406	40	2390				
Braedstrup	2012	Arcon Solar	18.612	70.000	1487	33	8900	20	Gas natural	52,3	8,9
Gording	2012	Arcon	7424	10.000	593	38	3400	17	Astillas		0
Vojens	2012	Sunmark	17.500	52.500		38	10.000				
Vejby	2012		8000								
Helsingør	2012	ArconSolar	4733	12.000	378	25	2200	5	Gas natural	8,7	0
Grasten	2012	ArconSolar	19.024	50.000	1519	38	9700	28	Gas natural	41	0

* 1 DKK = 0,1340 € (Febrero 2013, conversión de divisa orientativo)

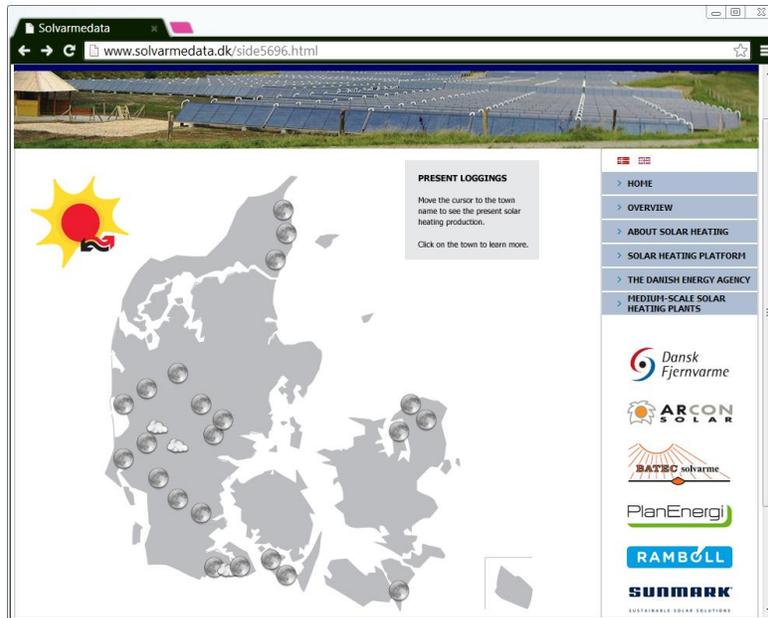


Figura A.25: Pantalla de solvarmedata con datos y producción instantánea de plantas solares en Dinamarca [7].

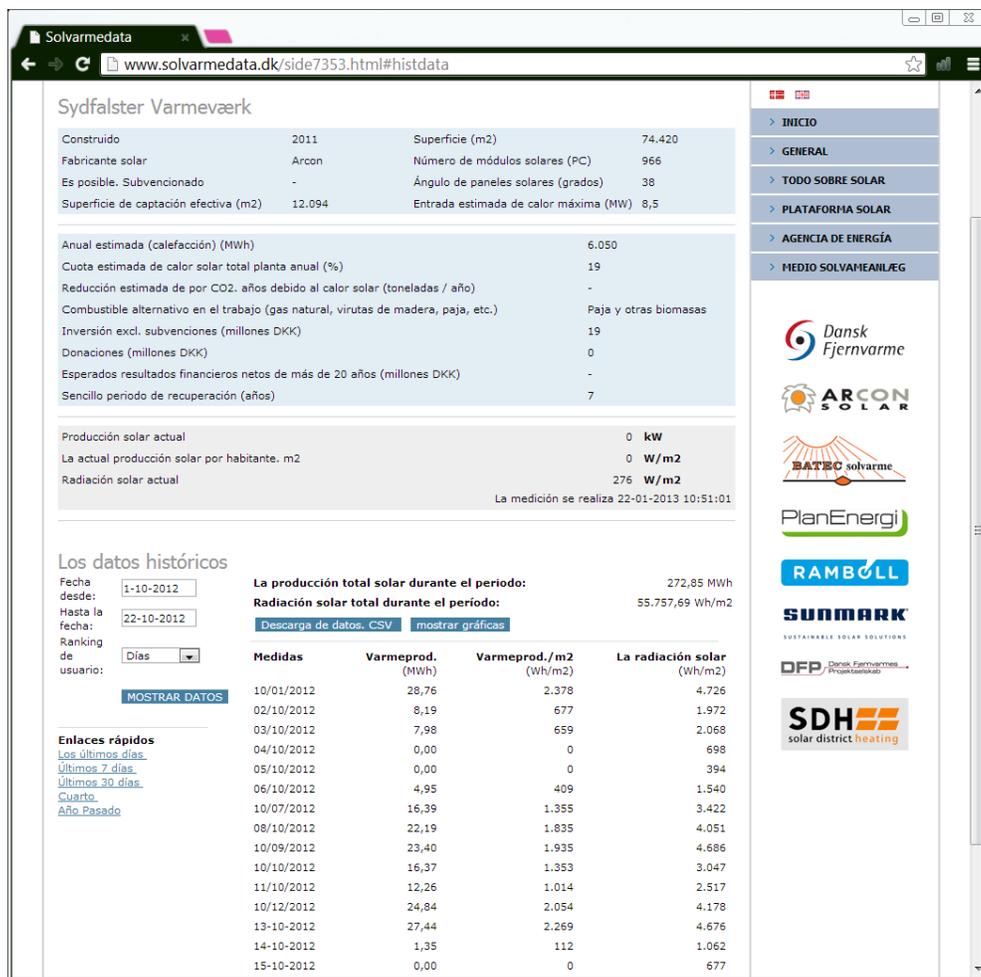


Figura A.7: Datos de diseño e históricos de la planta de Ulsted [7].

Marstal

Una de las plantas más grandes del mundo de calefacción de distrito está ubicada en Marstal Dinamarca (Figura 8). La planta ha sufrido varias remodelaciones desde la primera instalación en 1996. Esta primera instalación contenía un campo de captadores de 8000 m² y un tanque de acero de 2100 m³ como acumulador de energía térmica. En 1999 se amplió el tamaño de la instalación con 1000 m² de captadores solares planos y un acumulador de 3500 m³ de agua y arena. En 2003 se añadieron 8000 m² de captadores solares planos además de un acumulador construido como una piscina cubierta de 10.000 m³.

El coste de la instalación total fue de 7,3 millones de euros. La producción real de energía solar desde Octubre de 2011 hasta Octubre de 2012 fue de 7000 MWh. Este sistema provee parte de las necesidades de calefacción de distrito de un total de 1420 usuarios con una superficie de viviendas de 209.769 m² y cuya demanda anual es de 19.039 MWh.



Figura A.8: Planta solar térmica de Marstal [8].

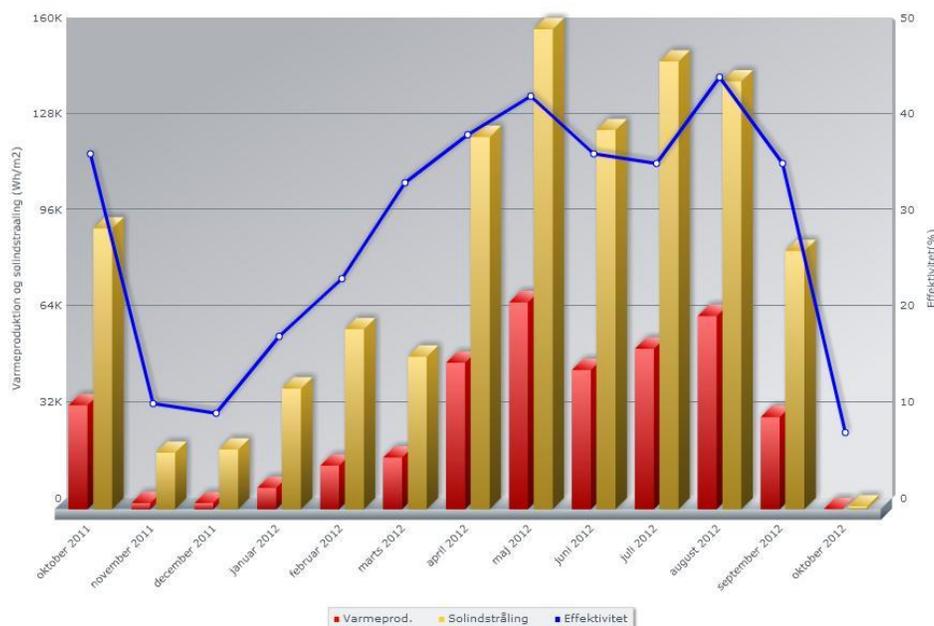


Figura A.9: Radiación (amarillo), producción (rojo) y eficiencia (azul) mensual de los captadores en Marstal [7].

Braedstrup

La red de distrito de Braedstrup atiende a 1400 edificios con una demanda anual de 40.000 MWh. La planta solar se instaló en 2007 con un campo de captadores planos de 8000 m² y un tanque de agua de 2000 m³. Su inversión inicial fue de 1,57 millones de euros y tiene una producción anual de 4000 MWh (fracción solar del 10%). La red de suministro cuenta también con una planta de cogeneración de 7,8 MW y un conjunto de calderas de 22 MW.



Figura A.10: Planta solar de Braedstrup [8].

Las ampliaciones, concluidas en 2012, han supuesto un aumento en el campo de captadores de 8600 m² y un incremento de la producción solar hasta 8900 MWh/a. Se ha construido un tanque de agua caliente de 5500 m³ y un acumulador en terreno tipo “Borehole Thermal Energy Storage” (BTES). Este consiste en un conjunto de 48 pozos dispuestos en simetría hexagonal con un diámetro del conjunto de 24 m y una profundidad de 45 m. El volumen de terreno afectado por los *boreholes* es de 19.000 m³. El BTES presenta costes de inversión menores que los tanques de agua caliente, para una misma capacidad.

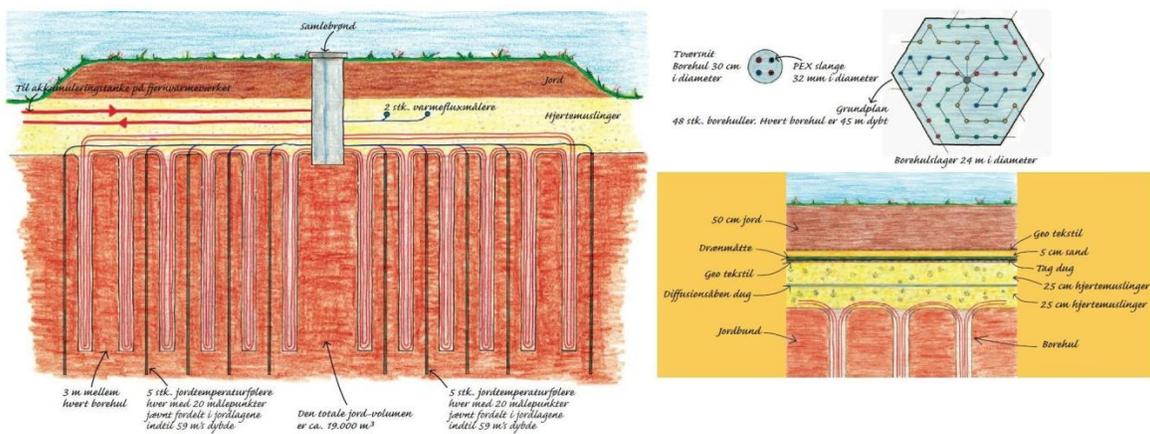


Figura A.26: Configuración pozos de acumulación en Braedstrup [8].

El sistema dispone de una bomba de calor de 1 MW que funciona produciendo calor a 85°C. Tanto la planta de cogeneración como la bomba de calor pueden producir calor en cualquier momento del día y acumularlo en los tanques de agua caliente. Esta planta es un ejemplo interesante de integración energética utilizando varias fuentes de energía y acumulación estacional.

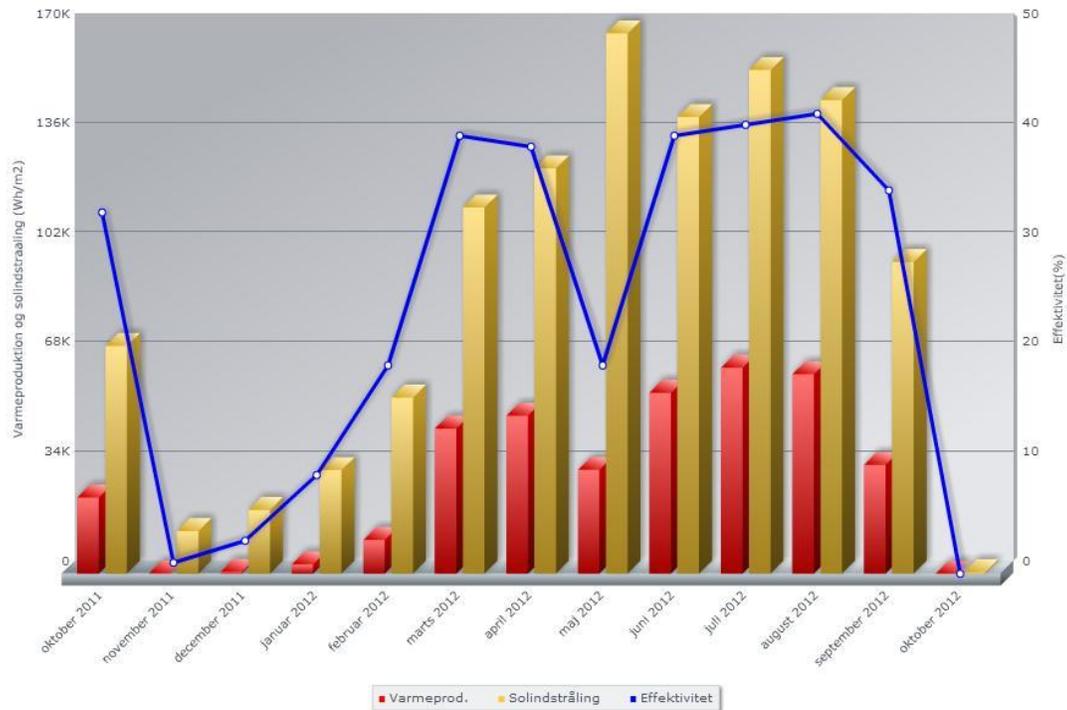


Figura A.272: Radiación (amarillo), producción (rojo) y eficiencia (azul) mensual de los captadores en Braedstrup [7].

A.4. Componentes principales de las plantas solares térmicas

Captadores solares térmicos

Los captadores solares planos que se utilizan en instalaciones de gran tamaño tienen un diseño específico para estas aplicaciones. Arcon [9] y Sunmark [10] son dos empresas danesas que fabrican captadores solares de gran tamaño (Figuras 13 y 14, respectivamente). Cada captador solar tiene una superficie aproximada de 14 m², máximo tamaño que puede transportarse en vehículos estándar. El absorbedor está compuesto por tubos de cobre conectados en los laterales y soldados a placas metálicas que hacen de aletas para aumentar la superficie de captación por tubo. La superficie de los tubos y de las aletas tiene un recubrimiento selectivo de alta absorción. Por el interior de los tubos del absorbedor circula el fluido térmico que capta la energía solar. Este fluido puede ser agua o una mezcla de agua con glicol. Sobre el absorbedor hay una cámara de aire cubierta mediante un vidrio templado, bajo en hierro y anti reflejos. En algunos modelos se utiliza una segunda capa intermedia transparente y muy fina de ETFE (etil-tetrafluoroetileno) que genera una segunda cámara de aire reduciendo las pérdidas de calor al exterior. El fondo y los laterales del absorbedor están aislados térmicamente del exterior con una capa de lana mineral de espesor entre 30 mm y 80 mm. La carcasa del captador es de aluminio y protege al absorbedor y al aislante del exterior además de sujetar el vidrio. El absorbedor tiene holgura y se puede mover libremente para absorber las dilataciones que sufre debido a los cambios de temperatura entre el día y la noche.

Los captadores tienen una conexión de entrada y otra de salida en su configuración normal y se pueden conectar en serie. Las conexiones de estos captadores son sencillas y al colocarlos en serie se minimizan las necesidades de tuberías, conexiones y tiempo de montaje. Se pueden colocar filas de hasta 14 unidades. Conectar series largas de captadores supone mayores pérdidas de presión en el circuito hidráulico y por tanto mayor consumo eléctrico, pero series cortas implican mayores costes de montaje.

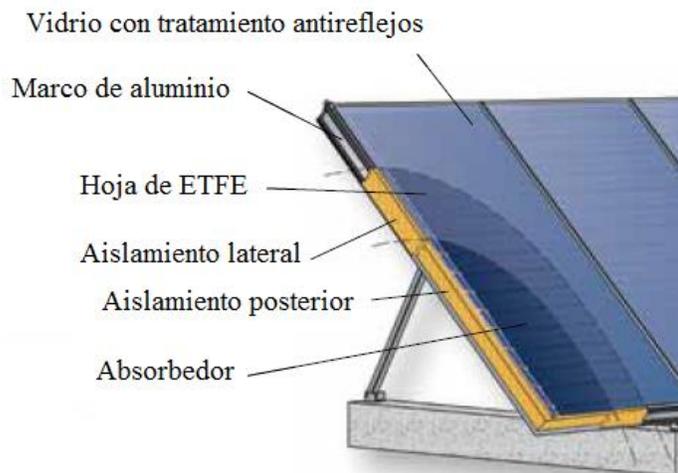


Figura A.283: Esquema de composición de captador solar plano de gran tamaño de Arcon [9].

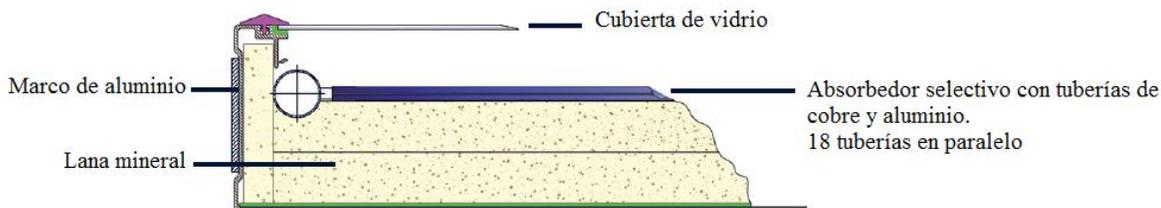


Figura A.294: Esquema de composición (vista lateral) de captador solar plano de gran tamaño de Sunmark [10].

Acumuladores estacionales

Existen cuatro tipos de acumuladores estacionales [11]: i) acumuladores térmicos en tanque de agua (water tank thermal energy storage, TTES), ii) acumuladores térmicos en balsa (pit thermal energy storage, PTES), iii) acumuladores térmicos en perforaciones en tierra (borehole thermal energy storage, BTES), y iv) acumuladores térmicos en acuíferos (aquifer thermal energy storage, ATES).

Los acumuladores de tanque de agua y los de balsa son los que permiten acumular una mayor cantidad de calor por unidad de volumen, entre 60 y 80 kWh/m³. Esta capacidad por unidad de volumen de almacenamiento del tanque se estima como la energía requerida para calentar 60 °C el agua contenida en un volumen de 1 m³. La principal diferencia entre los acumuladores de tanque y las balsas es el tipo de construcción elegido. Los tanques son estructuras sólidas aisladas y ubicadas sobre tierra o enterradas. Las balsas se construyen con materiales impermeabilizantes que pueden (o no) tener aislamiento en el fondo pero siempre presentan una cubierta flotante que está aislada térmicamente. Cuando estos acumuladores se rellenan con mezclas de grava y agua tienen una capacidad de almacenamiento entre 30 y 50 kWh/m³

El acumulador de conducto o perforaciones en tierra requiere de un terreno perforable con alta capacidad térmica, alta conductividad térmica y baja influencia hídrica. Puede almacenar entre 15 y 30 kWh/m³ y el coste de la instalación es inferior respecto de los tanques y otros sistemas de acumulación. Drake Landing [12], Braedstrup y otras plantas utilizan este tipo de acumulación.

Los acumuladores de energía térmica en acuíferos requieren la presencia de aguas subterráneas que no tengan caudales naturales de entrada y salida y que puedan utilizarse para acumular energía térmica. Estos acumuladores tienen una capacidad de almacenamiento de energía térmica entre 30 y 40 kWh/m³ y el coste es bajo.

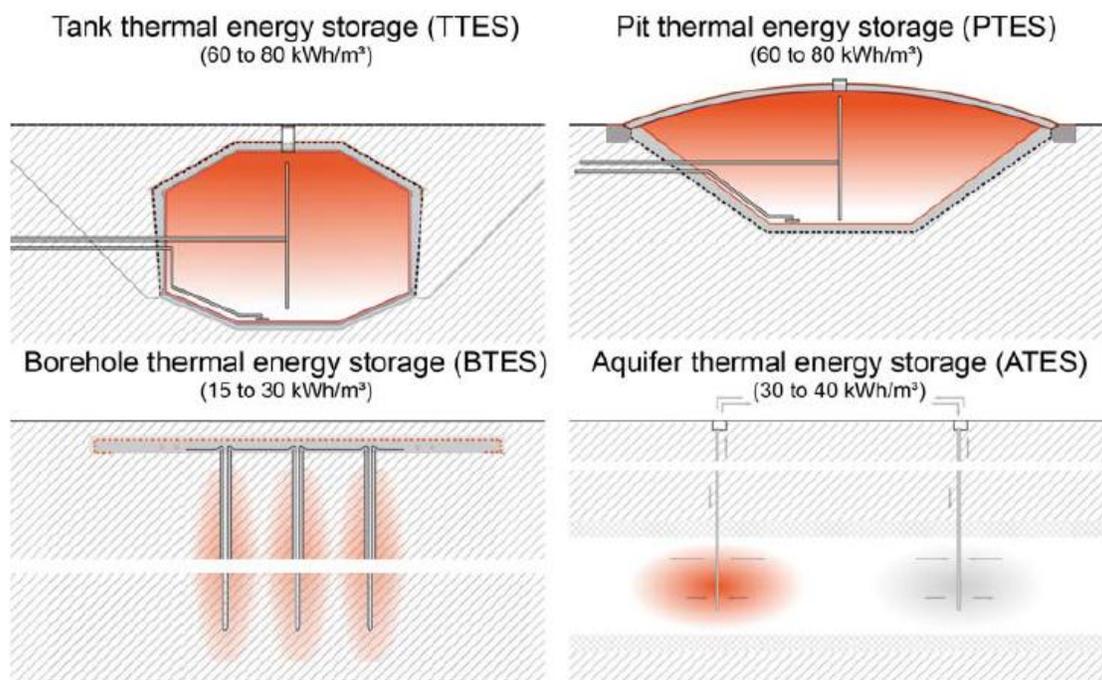


Figura A.305: Sistemas más utilizados de acumulación estacional [11]

Schmidt et al. [13] han presentado un resumen de acumuladores estacionales existentes en Alemania y otros lugares de Europa. En la Figura 16 puede verse la relación entre la inversión inicial necesaria y el volumen equivalente de los acumuladores estacionales, apreciándose una fuerte reducción de costes al aumentar el tamaño de éstos. El volumen equivalente se calcula como el volumen de un tanque de agua caliente (TTES) que sería capaz de almacenar la misma cantidad de energía que en el acumulador de otro tipo.

En la leyenda de la figura se muestra el tipo de acumulador de cada caso y en el eje horizontal se indica el volumen equivalente del acumulador. Los captadores estacionales más grandes superan los 10.000 m³. El eje vertical representa la inversión inicial necesaria por cada unidad de volumen equivalente de acumulación.

Las líneas rojas de la figura delimitan la zona en la que se mantienen los costes de inversión para los distintos tipos y dimensiones del acumulador. Se puede ver que existe una fuerte reducción de costes para grandes volúmenes de acumulación. Comparando los distintos tipos de acumuladores, a pesar de disponer de pocos datos, se aprecia que los acumuladores de tipo TTES tienen un coste superior a los de tipo PTES y estos tienen un coste superior a los de tipo BTES.

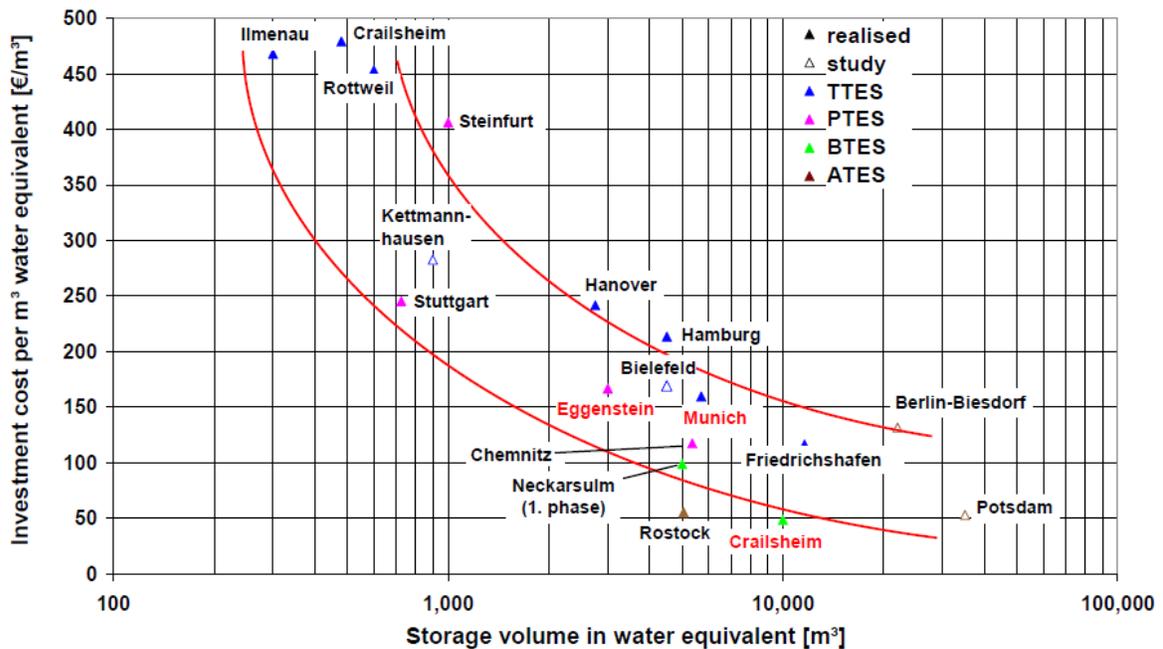


Figura A.316: Coste de inversión de los sistemas de acumulación estacional [13].

A.5. Bibliografía

- [A.1] Task 45. *Large Systems: Large Solar Heating/Cooling Systmes, Seasonal Storage*. International Energy Agency, Solar Heating and Cooling, 2011.
- [A.2] Task 45. *Subtask C system categorization*. International Energy Agency, Solar Heating and Cooling, 2012.
- [A.3] IEA. *Technology Roadmap, Solar Heating and Cooling*. International Energy Agency OECD/IEA 2012.
- [A.4] Plataforma Solar District Heating www.solar-district-heating.eu [Consulta: 6 de febrero de 2013].
- [A.5] SDH Solar district heating. *Solar district heating guidelines*. Collection of fact sheets WP3- D3.1 D3.2, Agosto 2012. <http://www.solar-district-heating.eu/Documents.aspx>. [Consulta: 6 de febrero de 2013].
- [A.6] J.O. Dalenbäck, *The ranking list of large scale solar heating plants*. Solar District Heating. www.solar-district-heating.eu [Consulta: 6 de febrero de 2013]
- [A.7] Solvarmedata. *Large-scale solar heating plants for district heating*. Dinamarca. <http://www.solvarmedata.dk/> [Consulta: 6 de febrero de 2013].
- [A.8] Solarge. *Good practice data base*. Solarge, Enlarging Solar Thermal Systems in Multi-Family-Houses, Hotels, Public and Social Buildings. www.solarge.org. [Consulta: 6 de febrero de 2013].
- [A.9] Arcon. <http://www.arcon.dk> [Consulta: 6 de febrero de 2013].
- [A.10] Sunmark. <http://www.sunmark.com/> [Consulta: 6 de febrero de 2013].
- [A.11] Solites. <http://www.solites.de/> [Consulta: 6 de febrero de 2013].
- [A.12] B. Sibbitt, D. McClenahan, R. Djebbara, J. Thornton, B. Wong, J. Carriere, J. Kokko. *The Performance of a High Solar Fraction Seasonal Storage District Heating System – Five Years of Operation*. SHC, Solar Heating and Cooling Conference 2012. Energy Procedia, 2012;30:856-865.
- [A.13] T. Schmidt, D. Mangold, H. Muller-Steinhagen. *Central solar heating plants with seasonal storage in Germany*. Solar Energy 2004;76:165-174.

ANEXO B: Descripción del modelo TRNSYS sistema, componentes y demanda.

B.1. Introducción

El estudio de sistemas de calefacción de distrito con gran aporte solar que cubren la demanda de muchas viviendas se ha realizado con el programa comercial TRNSYS [1] (“TRaNsient SYstem Simulation tool”). Este software de simulación dinámica permite calcular el funcionamiento, que siempre tiene lugar en régimen transitorio, de los sistemas solares térmicos. Dispone de bases de datos con las variables climatológicas de numerosas ciudades, incluyendo las capitales de provincia españolas, módulos físico-matemáticos capaces de representar el comportamiento dinámico de múltiples tipos de equipos, controladores que permiten gestionar la operación y otros TYPES (denominación de los diferentes módulos del programa TRNSYS) auxiliares para cálculo, intercambio de información y representación gráfica de variables.

Conociendo los componentes que forman un sistema (tuberías, intercambiadores, acumuladores, captadores, calderas...) y el comportamiento de cada uno (pérdidas de calor en tuberías, transferencia de calor en intercambiadores de placas, rendimiento de calderas, consigna de controladores...) puede calcularse el funcionamiento del sistema en intervalos, o pasos, cortos de tiempo en los que pueden considerarse constantes los flujos de materia y energía, y estable el estado de paro/carga de los equipos. El estado final del sistema en un intervalo se utiliza como estado inicial para el intervalo siguiente ante unas condiciones de contorno variables en el tiempo. Las variables físicas que determinan los equipos y flujos individuales que conforman el sistema se calculan a lo largo de un periodo de tiempo determinado (1 hora, 1 día, 1 semana, 1 mes, 1 año, ...) mediante pasos, o intervalos de cálculo, de corta duración (1 minuto, 5 minutos, 15 minutos, 30 minutos). Ambos, periodo de integración y tiempo de paso los decide el usuario. Con esta metodología se pueden calcular las prestaciones de sistemas complejos en los que la interrelación de múltiples equipos y la variación temporal de las condiciones externas (temperatura ambiente, radiación solar, demanda de servicios energéticos, etc.) afectan continuamente al funcionamiento. Esto sucede especialmente en los sistemas solares en los cuales la producción de los captadores varía a lo largo del día en función de la temperatura y la radiación. Además la evaluación de los procesos de carga y descarga de acumuladores, cuya dinámica es diferente a la de los captadores, requiere del conocimiento del estado del sistema al final del paso anterior para determinar la operación durante el paso siguiente.

El modelo desarrollado en este Trabajo Fin de Máster se enmarca en un proyecto de investigación del Plan Nacional englobado en una línea de investigación más amplia, actualmente en curso, que cuenta con varios trabajos previos [2-8].

B.2. Sistema CSHPSS

Se ha desarrollado un modelo en TRNSYS (Figura 1) para simular el funcionamiento de un sistema que cubre con alta fracción solar la demanda de calefacción de un conjunto de viviendas.

Este sistema está centralizado en su producción y cuenta con un acumulador de gran tamaño, capaz de almacenar la sobreproducción de calor en verano para atender parte de la demanda del invierno. En la literatura científico-técnica internacional a este tipo de sistemas se les denomina CSHPSS (Central Solar Heating Plant with Seasonal Storage).

El modelo TRNSYS está compuesto por módulos ó TYPES que simulan el funcionamiento de los equipos y controladores individuales. En el modelo también hay que incluir y definir las conexiones que relacionan las salidas de unos equipos con las entradas de otros (temperatura de un fluido, caudal...) e incorporar ficheros de datos que aporten información climática y de demanda (temperatura ambiente, radiación sobre superficie horizontal, demanda instantánea...). El modelo realizado dispone de calculadoras que dimensionan los equipos con reglas de proporcionalidad, determinan el modo de operación de los componentes, calculan la demanda horaria y realizan otras operaciones de interés. Para poder visualizar los resultados el modelo genera gráficas mostrando la respuesta del sistema a lo largo del periodo de cálculo y produce ficheros de datos con los resultados deseados (balances mensuales, horarios, anuales, etc.).

Para calcular la demanda de energía térmica de estos sistemas en distintas ciudades de España, que es variable a lo largo del tiempo y con la localización geográfica, se ha generado un edificio tipo de viviendas con la herramienta TRNBuild de TRNSYS. Esta herramienta permite definir con gran detalle edificios con múltiples zonas para después poder calcular su comportamiento térmico dinámico en TRNSYS. El edificio tipo simulado cumple la normativa española para edificios de nueva construcción: Código Técnico de la Edificación (CTE) [9]. El resultado de esta simulación térmica del edificio es su demanda hora a hora en función de los datos climáticos correspondientes a su ubicación geográfica, su descripción geométrica, las características de sus cerramientos, sus cargas internas, los tipos de sistemas de ventilación, calefacción y refrigeración que incorpora, etc. Los datos climáticos utilizados en el modelo desarrollado proceden de la base de datos del programa Energy Plus [10].

En el sistema de estudio representado en la Figura 1 varios circuitos de agua caliente transportan la energía térmica procedente de los captadores solares hasta el acumulador y desde este con el apoyo de un calentador auxiliar hasta la red de distribución para satisfacer la demanda. Estos circuitos están representados mediante líneas gruesas en rojo y en azul en la Figura 1. Las líneas en rojo representan los flujos de alta temperatura y las líneas en azul los de baja temperatura.

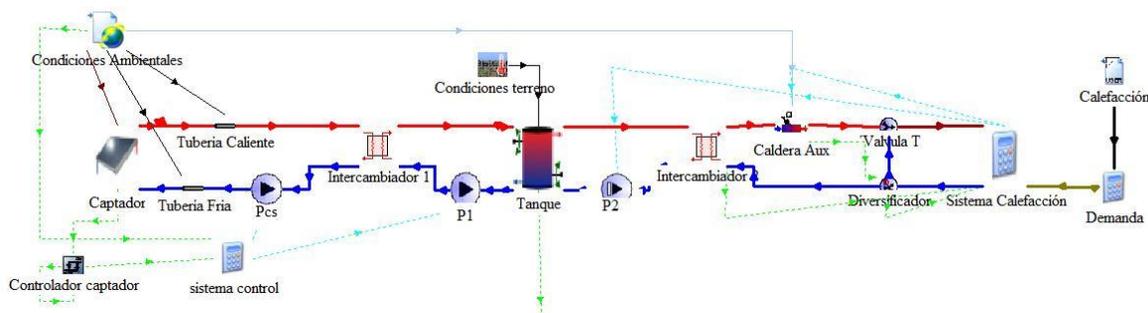


Figura B.32: Representación gráfica en TRNSYS del sistema CSHPSS

El circuito del campo solar transporta la mezcla agua-glicol caliente desde el campo de captadores al intercambiador de calor a través de un conducto. Tras ser enfriada en el intercambiador, la mezcla se envía de vuelta a los captadores a través de otro conducto. Una bomba de impulsión mantiene un caudal constante cuando la radiación solar es suficientemente alta para mantener el circuito activo. Los captadores utilizados en el sistema son del tipo ARCON HT-SA 28/10 [11] con rendimiento óptico $\eta_0 = 0,816$ y coeficientes de pérdidas $a_1 = 2,235 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ y $a_2 = 0,0135 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^2)$, calculados según norma UNE 12975-2 [12]. Las tuberías por las que pasa el fluido tienen una longitud de 500 m y están recubiertas por 60 mm de aislante de conductividad térmica $\lambda = 0,04 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ y transfieren calor a la temperatura de aire del ambiente. Los captadores solares están inclinados 45° y orientados al Sur.

El flujo másico específico del campo de captadores por área útil del campo de captadores es 20 (kg/h)/m^2 . El caudal afecta tanto a la eficiencia final del campo de captadores como a la estratificación del tanque. El intercambiador de calor utilizado tiene un área de intercambio suficiente para obtener una eficacia del 95% trabajando a plena carga. La bomba de impulsión del campo de captadores envía un caudal constante a los captadores cubriendo todas las pérdidas de carga del circuito del campo solar (rendimiento del motor eléctrico 90%, rendimiento térmico de la bomba 60% y rendimiento global 54%). El dimensionado del intercambiador y la elección de la bomba para un sistema de referencia se realizó con programas de cálculo de SEDICAL [13]. El controlador del campo de captadores acciona la bomba de impulsión cuando la temperatura a la salida de los captadores alcanza el valor de la temperatura del agua en la zona inferior del tanque más un valor o filtro. La bomba se para cuando la temperatura a la salida de los captadores no alcanza la temperatura de la parte inferior del tanque más un filtro de control. El controlador se ha programado con un filtro de accionamiento de 3 K y un filtro de parada de 0 K. En cualquier caso, si el controlador detecta una temperatura superior a $99,9 \text{ }^\circ\text{C}$ se desconecta la bomba para prevenir la ebullición del agua y daños en los equipos.

El circuito primario del acumulador estacional conecta térmicamente el campo de captadores con el acumulador estacional. La bomba (rendimiento del motor eléctrico 83%, rendimiento térmico de la bomba 71% y rendimiento global 59%) impulsa el agua fría proveniente de la parte inferior del acumulador estacional hacia el intercambiador del campo solar donde se calienta, tras lo cual es conducida a la parte superior del acumulador. La bomba funciona sincrónicamente con la bomba del campo de captadores y la capacidad calorífica del caudal de este circuito es igual que la del caudal del campo de captadores.

El acumulador estacional es un tanque de agua caliente de gran tamaño ubicado bajo tierra. El tanque se supone dividido en diez nodos con distintas temperaturas para modelar la estratificación térmica del agua. El tanque está calorifugado con 50 cm de poliestireno extruido (XPS) cuya conductividad térmica es $0,03 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$ y transfiere calor al terreno, cuya temperatura se calcula utilizando un modelo de temperaturas distribuido a lo largo del año con datos climáticos de Energy Plus [10].

El tanque comienza a funcionar el primer día del primer año con temperatura en todos sus nodos de 30°C . La simulación se realiza durante dos años consecutivos y se utiliza el segundo año como resultado (se ha comprobado que la operación anual del sistema, supuestos iguales el clima y la demanda, se mantiene aproximadamente constante a partir del segundo año).

El calor se extrae del acumulador transportando agua caliente desde la parte superior del tanque al intercambiador de calor de la red de distribución e introduciendo el agua fría de salida de este intercambiador por la parte inferior del acumulador. Este intercambiador de calor con una eficacia del 95% transfiere el calor al flujo de la red de distribución. El caudal que circula por el secundario

se ajusta con una bomba de velocidad variable de modo que tenga la misma capacidad calorífica que el proveniente del circuito de distribución. La potencia normalizada consumida por la bomba del secundario depende del caudal normalizado a través de un polinomio de segundo orden cuyos coeficientes son 0,3436; 0,9717 y -0,314 (rendimiento del motor eléctrico 90%, rendimiento térmico de la bomba 60% y rendimiento global 54%). El dimensionado del intercambiador y la elección de la bomba para un sistema de referencia se realizó con programas de cálculo de SEDICAL [13]. Estos equipos permiten satisfacer la máxima demanda a las temperaturas de suministro y retorno en la red de distribución, cuando el acumulador estacional está cargado.

El flujo de agua calentado en el intercambiador con calor solar se transfiere a un calentador auxiliar de eficiencia 93%. Este le aporta energía térmica, en caso necesario para alcanzar la temperatura de suministro a la red de distrito que se impone en 50°C. Si la temperatura de salida del intercambiador supera los 50°C, dicho flujo se mezcla con agua de retorno de la red de distribución. El caudal que se envía a la red de distrito (suma del caudal de salida del intercambiador y del caudal de recirculación) viene impuesto por la demanda a satisfacer, teniendo en cuenta una temperatura de retorno de la red de distrito impuesta en 30 °C. Así el caudal de la red de distribución varía proporcionalmente con la demanda de calefacción requerida.

El dimensionamiento de los equipos del sistema en el modelo TRNSYS se lleva a cabo mediante reglas de proporcionalidad en función de ratios seleccionadas, número de viviendas del cálculo, demanda anual de calefacción y la potencia máxima de calefacción. Por defecto, el cálculo de la simulación se realiza en periodos de 15 minutos interpolando datos horarios climáticos y de demanda. Los resultados que se obtienen del modelo son flujos de calor y temperaturas anuales, mensuales y horarias del sistema.

B.3. Componentes del modelo TRNSYS

En la Tabla 1 se recoge el listado de los componentes del modelo TRNSYS representado en la Figura 1 indicando su nombre, el TYPE utilizado para representarlo y una breve descripción de su función.

Tabla B.19: Componentes del modelo TRNSYS del sistema CSHPSS.

Nombre	TYPE	Descripción
Captador	Type 1a	Simula el comportamiento de un captador solar.
Tubería caliente	Type 709	Simula el comportamiento de una tubería que transporta el fluido desde los captadores hasta el acumulador.
Tubería fría	Type 709	Simula el comportamiento de una tubería que transporta el fluido desde el acumulador hasta los captadores.
Pcs	Type 3b	Simula el comportamiento de la bomba del campo solar.
Intercambiador 1	Type 5b	Simula el comportamiento del intercambiador de calor que conecta térmicamente el campo de captadores y el acumulador.
P1	Type 3b	Simula el comportamiento de la bomba que mueve el fluido del acumulador hasta el intercambiador del campo solar.
Tanque	Type 4c	Simula el comportamiento de un acumulador con varios niveles de temperatura.
P2	Type 110	Simula el comportamiento de una bomba que impulsa un caudal variable desde el tanque hasta el intercambiador de la red de distrito.
Intercambiador 2	Type 5b	Simula el comportamiento de un intercambiador de calor que transfiere calor desde el acumulador a la red de distrito.
Caldera	Type 6	Simula el comportamiento de una caldera que aporta calor a un fluido hasta una temperatura de control
Válvula T	Type 11h	Simula el comportamiento de una válvula que junta el caudal del intercambiador con el de bypass dando la temperatura de suministro.
BYPASS	Type 11b	Simula el comportamiento de una válvula que deriva parte del caudal de retorno de la red de distrito para dar la temperatura de suministro.
Condiciones ambiente	Type 15	Lector de fichero de datos climáticos y editor de la radiación para generar la radiación sobre superficie inclinada.
Condiciones terreno	Type 77	Generador de condiciones de temperatura en el terreno a partir de datos climáticos.
Controlador	Type 2b	Controlador con histéresis que genera señal de funcionamiento para las bombas del campo solar.
Control solar	Equation	Ecuación que genera la señal de control de arranque/parada de las bombas Pcs y P1.
Control calefacción	Equation	Calculadora que activa el funcionamiento de la caldera auxiliar y determina los caudales variables del circuito de calefacción.
Calculo demanda	Equation	Calculadora que determina la demanda instantánea en función del número de viviendas y de la distribución temporal impuesta.
Condiciones demanda	Type 9a	Lector de ficheros de datos que lee la distribución temporal de la demanda en el edificio tipo en la localidad de interés.
INPUT	Equation	Calculadora en la que se introducen las ratios de diseño RVA y RAD así como la demanda anual del sistema.
Equipos	Equation	Calculadora que dimensiona los equipos del sistema a partir de las ratios de diseño y reglas de proporcionalidad.
Integrador	Type 24	Operador que integra los valores de una o varias variables a lo largo de un periodo.
OUTPUT	Type 25	Generador de ficheros con los resultados de la simulación.
Gráficas	Type 65	Generador de gráficos representando la variación temporal a lo largo de un periodo.

A continuación se realiza una descripción más detallada de los componentes del modelo TRNSYS y los parámetros utilizados en cada componente así como las reglas de semejanza utilizadas para dimensionar los equipos con las ratios de diseño y parámetros seleccionados.

Equipos, calculadora para dimensionar equipos (Equation)

Para dimensionar los equipos se utilizan reglas de semejanza. Estas reglas consisten en un conjunto de ecuaciones que calculan el tamaño de los equipos en función de las ratios de diseño y de otros parámetros. En esta calculadora se introducen las características de los fluidos utilizados en el cálculo y se calculan las dimensiones de los equipos.

$\rho_{cs} = 1021,99 \text{ kg/m}^3$	densidad del fluido del campo solar mezcla agua glicol
$\rho_{agua} = 980 \text{ kg/m}^3$	densidad del agua fluido del acumulador y red de distribución
$Cp_{cs} = 3,84 \text{ kJ/(kg}\cdot\text{K)}$	calor específico a presión constante de la mezcla agua-glicol
$Cp_{agua} = 4,19 \text{ kJ/(kg}\cdot\text{K)}$	calor específico a presión constante del agua
$S_{edificio} = 2240 \text{ m}^2$	superficie a calentar en el edificio tipo
$S_{vivienda} = 100 \text{ m}^2$	superficie de la vivienda tipo
$N_{viviendas} = 1000$	número de viviendas tipo que atiende el sistema CSHPSS
$RMA = 20 \text{ kg/(m}^2\cdot\text{h)}$	flujo másico específico por área de captadores
$RHD = 0,6 \text{ m/m}$	aspecto del acumulador cilíndrico (H/D)
$I_{demanda} = S_{vivienda} \cdot N_{viviendas} / S_{edificio}$	número de edificios tipo que atiende el sistema CSHPSS
$D_{edificio} \text{ MWh/a}$	demanda anual del edificio calculada con TRNSYS
$D_{anual} = D_{edificio} I_{demanda} \text{ MWh/a}$	demanda anual que atiende el sistema CSHPSS
$A_{captadores} = RAD \cdot D_{anual} \text{ m}^2$	área total del campo de captadores
$V_{acumulador} = RVA \cdot A_{captadores} \text{ m}^3$	Volumen del acumulador estacional
$D_{acumulador} = (4 \cdot V_{acumulador} / (RHD \cdot \pi))^{1/3} \text{ m}$	diámetro del acumulador estacional
$H_{acumulador} = D_{acumulador} \cdot RHD \text{ m}$	altura del acumulador estacional
$msf = RMA \cdot A_{captadores} \text{ kg/h}$	flujo másico total que atraviesa el campo de captadores
$Q_{sf} = psf \cdot msf \text{ m}^3/\text{h}$	caudal total del campo de captadores
$P_{max} = \text{Máxima demanda edificio} \cdot I_{demanda} \text{ kW}$	potencia de la caldera necesaria

Captador (Type 1a)

Este componente modela el comportamiento térmico de un captador solar plano. Los captadores solares pueden estar conectados en serie o en paralelo. El comportamiento térmico de la serie de captadores está determinado por el número de captadores conectados en serie y las características de técnicas del captador instalado. El usuario provee los resultados del test estándar de eficiencia del captador. Para el cálculo de las pérdidas de calor utiliza la temperatura media del fluido. El Type 1a no considera efectos de la incidencia no normal de la radiación.

Parámetros:

$\eta_0 = 0,816$	rendimiento óptico del captador solar
$a_1 = 2,235 \text{ W/(m}^2\cdot\text{K)}$	primer coeficiente de pérdidas del captador solar
$a_2 = 0,0135 \text{ W/(m}^2\cdot\text{K}^2)$	segundo coeficiente de pérdidas del captador solar
Orientación = 0° (Sur)	orientación normal de los captadores solares instalados
Inclinación = 45°	inclinación de los captadores solares instalados
Número de captadores en serie = 1	número de captadores instalados en serie

Tubería caliente / Tubería fría (Type 709)

Este componente modela el comportamiento del fluido en un conducto usando segmentos de tamaño variable. La masa de entrada al segmento es igual al flujo multiplicado por la duración del paso de simulación. La temperatura del segmento es la temperatura del fluido entrante. La salida de

esta tubería se calcula como resultado de los elementos que son “empujados” por el fluido entrante. No se consideran efectos de mezcla o conducción entre segmentos adyacentes en la tubería. Se introducen para la tubería y el aislamiento dimensiones y características físicas del material. El resultado del cálculo de este componente son las pérdidas de calor en la tubería y la temperatura del fluido a la salida de la tubería.

Parámetros:

Longitud = 500 m

Conductividad térmica tubería = 3 kJ/(h·m²·K)

Conductividad térmica aislante = 0,04 W/(m²·K)

Diámetro interno tubería = $0,037 \cdot ((Q_{sf}/3600)/(\rho_{cs} / \rho_{agua}))^{0,38}$

Número de nodos = 5

Diámetro externo tubería = Diámetro interno tubería + 4 mm

Espesor de aislamiento térmico = 0,060 m

Coefficiente de transferencia de calor externo = 10 kJ/(h·m²·K)

Pcs (Type 3b)

Este modelo de bomba calcula el flujo de masa a partir del flujo máximo, especificado por el usuario, y una función de control que toma un valor entre 0 y 1. La potencia de la bomba puede calcularse como una función proporcional del flujo de masa o por una función polinómica definida por el usuario. Se supone que una fracción de la potencia, definida por el usuario, se transforma en energía térmica del fluido. Este componente define el caudal para el resto de componentes en el circuito multiplicando el máximo caudal por el valor de control. En este modelo las bombas trabajan con flujo másico constante.

La bomba ha sido calculada y dimensionada para el caso de referencia con el programa de cálculo de SEDICAL [13] (ver Figura 2). Para el resto de casos la potencia se supone directamente proporcional al flujos másico que circula por el campo solar.

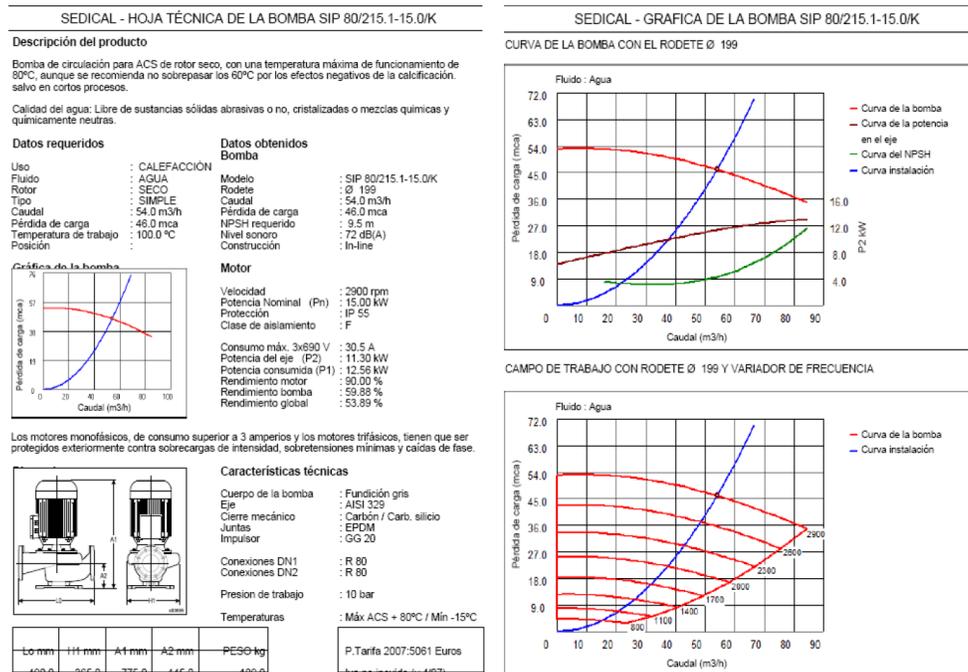


Figura B.33: Hoja de características de la bomba utilizada para el campo solar (Caso de referencia).

Parámetros:

$$\text{Potencia máxima} = 15 \cdot m_{sf} \cdot \rho_{sf} / 54 \text{ kW}$$

Fracción de la potencia consumida transferida al fluido como energía térmica = 0,55

Intercambiador 1 / Intercambiador 2 (Type 5b)

El comportamiento de los intercambiadores de calor 1 y 2 se simula utilizando un modelo de intercambiador de calor sensible a contracorriente con capacitancia cero. Dadas las temperaturas y los caudales de entrada en el lado frío y caliente, la efectividad se calcula para un valor dado por el usuario de transferencia de calor. El intercambiador de placas se ha calculado para el caso de referencia (ver Figura 3) con el programa de cálculo de SEDICAL [13]. En el intercambiador del campo solar el área del intercambiador de placas se calcula proporcional al caudal del campo de colectores. El caudal de referencia es 54 m³/h. Para calcular el área del intercambiador 2, intercambiador de la red de distrito, se estima la máxima potencia anual requerida para el caso y el área del intercambiador respecto al valor de referencia 1823 kW.

Parámetros:

$$\text{Coeficiente de transferencia de calor del intercambiador 1} = 3942 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$$

$$\text{Coeficiente de transferencia de calor del intercambiador 2} = 3931 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$$

$$\text{Área de transferencia del intercambiador 1} = 282 \cdot Q_{cs} / 54 \text{ m}^2$$

$$\text{Área de transferencia del intercambiador 2} = 580 \cdot P_{\text{max}} / 1823 \text{ m}^2$$

SEDICAL - INTERCAMBIADOR DE PLACAS UFP-157 / 241 MH 51 - IS - PN10			
Datos Generales		Caliente	Frio
Fluido		Etilenglicol 33%	Agua
Potencia de intercambio	kW	1384.7	
Caudal	l/h	54100.3	52825.6
Temperatura entrada	°C	120.0	95.3
Temperatura salida	°C	96.6	118.8
Perdida de carga	kPa	49.2	46.8
Propiedades termodinámicas		Caliente	Frio
Peso específico	kg/m ³	1018.89	951.83
Calor específico	kJ/kg×°K	3.86	4.23
Conductividad térmica	W/m×°K	0.49	0.68
Viscosidad media	mPa×s	0.51	0.33
Viscosidad pared	mPa×s	0.51	0.33
Datos técnicos del intercambiador			
Dif. temperatura logarítmica media	°C	1.23	
Numero de placas		241	
Agrupamiento		2 x 60 / 2 x 60	
Tipo / porcentaje		MH 51	
Superficie de intercambio efectiva	m ²	286.80	
Coef. global de transmisión (sucio / limpio)	W/m ² ×°K	3912.4 / 4081.6	
Sobredimensionamiento	%	4.32	
Factor de ensuciamiento	m ² ×°K/kW	0.0105	
Presión de trabajo / prueba	bar	10.0 / 14.3	
Temperatura máxima de trabajo	°C	125	
Materiales, dimensiones y pesos			
Material de las placas / grosor	mm	AISI 316 / 0.5 mm	
Material de las juntas		Nitrilo HT (sin pegamento)	
Material de las conexiones circ. caliente		Forro goma	
Material de las conexiones circuito frío		Forro goma	
Diámetro de las conexiones		DN 150	
Situación de las conexiones (Caliente / frío)		B4 - F4 / F3 - B3	
Tipo de bastidor		IS - PN10	
Largo, alto y ancho del bastidor	mm	2100 / 2654 / 2626	
Peso vacío	kg	2626	
Precios y plazos			
Precio unitario tarifa 2007	Euros	54297.00	
Cantidad	Unidades	1	
Precio total tarifa 2007	Euros	54297.00	
Plazo de entrega		De 8 a 16 semanas a confirmar	
Transporte		Excluido	
Forma de pago		La habitual con Vds.	
Validez de la oferta		2 semanas	
Fecha máxima para recepción del pedido		01/08/2007	

Figura B.34: Hoja de características del intercambiador de calor (Caso de referencia)

P1 (Type 3b)

Este modelo de bomba es el mismo que el utilizado para la bomba del campo solar. El caudal de este circuito se calcula proporcional al caudal de los captadores. La bomba se ha calculado y dimensionado para el caso de referencia con el programa de cálculo de SEDICAL (ver Figura 4). Para el resto de casos la potencia se calcula proporcionalmente al caudal del campo solar.

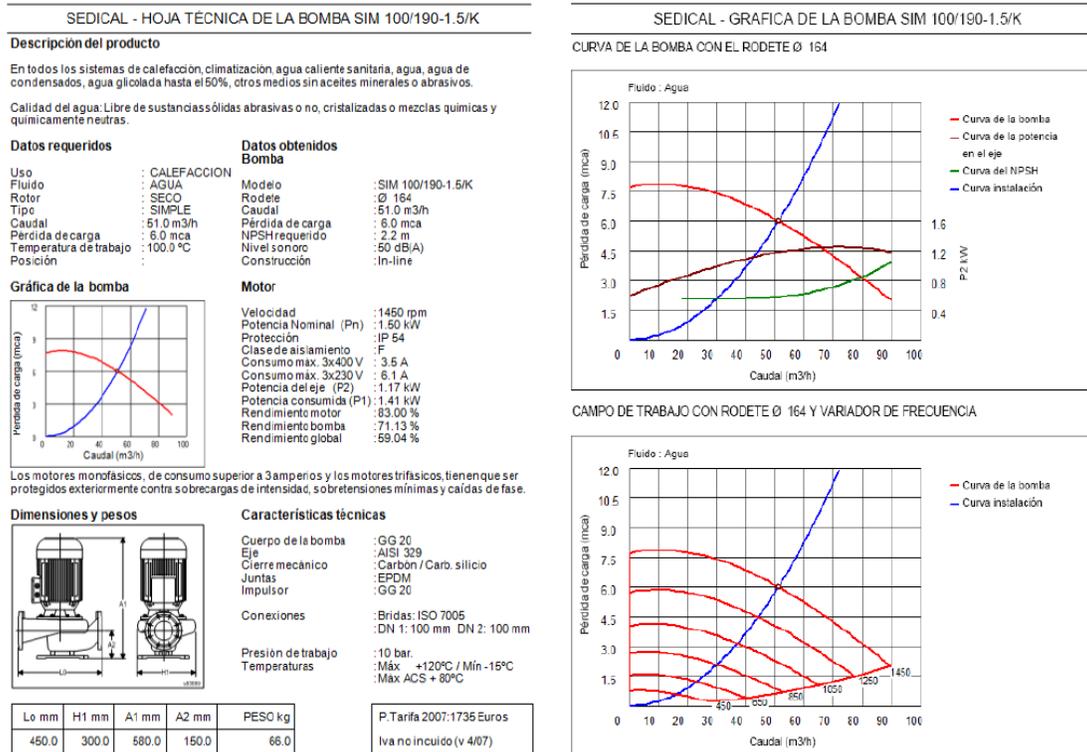


Figura B.35: Hoja de características de la bomba P1 (Caso de referencia).

Parámetros:

$$\text{Flujo másico} = \text{Flujo másico campo solar} \cdot C_{p_{\text{agua}}} / C_{p_{\text{cs}}} \text{ kg/h}$$

$$\text{Potencia máxima} = 15 \cdot \text{Flujo másico kW}$$

$$\text{Fracción de la potencia consumida transferida al fluido como energía térmica} = 0,55$$

Tanque (Type 4c)

El acumulador estacional se simula como un tanque de agua caliente con estratificación térmica. El tanque consta de N segmentos de igual volumen que se suponen de temperatura uniforme (completamente mezclados). El grado de estratificación está determinado por el valor de N (con N = 1 el tanque se modela como un tanque de mezcla completa). En este Type4 se supone que los flujos entran en una posición variable y conveniente, es decir en el nodo con temperatura más próxima a la suya. El tanque transfiere calor al ambiente a la temperatura del terreno que se estima a partir del componente *Condiciones terreno*. El volumen del tanque se calcula en función de RVA (ratio volumen / área) y el área de captadores seleccionada. La altura del tanque (cilindro vertical) se calcula a partir de su volumen y aspecto RHD (ratio altura/diámetro).

Parámetros:

$$\text{Número de nodos} = 20$$

$$\text{Coeficiente de transferencia de calor} = 0,06 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$$

$$\text{Temperatura de ebullición} = 100,1 \text{ °C}$$

Condiciones terreno (Type 77)

Este componente calcula la temperatura diaria del terreno en función de la profundidad dada la temperatura media superficial del terreno y su amplitud durante el año, el día del año de mínima temperatura y las propiedades térmicas del terreno. Se utiliza la temperatura a 12 m de profundidad como temperatura ambiente para la estimación de las pérdidas de calor en el acumulador estacional.

Parámetros:

Temperatura media terreno = 14,76 °C

Amplitud de temperatura del terreno = 5 K

Día de mínima temperatura del año = 358

Calor específico del terreno = 0,73 kJ/(kg K)

Conductividad del terreno = 1,7 W/(m·K)

Densidad del terreno = 1680 kg/m³

P2 (Type 110)

El Type110 modela una bomba de velocidad variable que es capaz de mantener cualquier caudal de salida requerido entre cero y un valor máximo. El caudal varía proporcionalmente con la señal de control que está comprendida entre 0 y 1. La curva de eficiencia de la bomba se ajusta con un polinomio. Las características de arranque y parada de la bomba no son modeladas. Se utilizan dos bombas en paralelo con las características mostradas en la Figura 5. La potencia de la bomba y el caudal de alimentación se calculan para cada caso en función de la demanda de calefacción.

Parámetros:

Coefficientes del polinomio = 0,3436 ; 0,9717 ; -0,3140

Eficiencia total = 60%

Eficiencia del motor = 90%

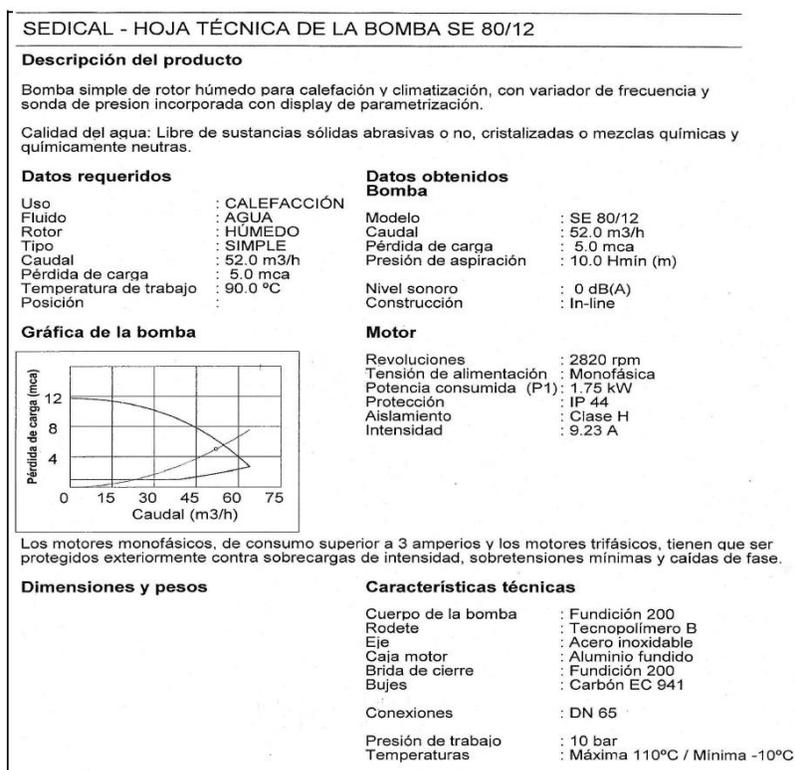


Figura B.36: Hoja de características de la bomba P2.

Caldera (Type 6)

Se utiliza una caldera auxiliar para elevar la temperatura del fluido. El calentador añade energía térmica al fluido al ritmo necesario hasta una potencia máxima designada P_{\max} cuando la señal de control externo es uno y la temperatura de entrada es inferior a la temperatura de control T_{set} . Introduciendo un valor constante de control 1 y especificando una P_{\max} suficientemente alta esta rutina funciona como un calentador auxiliar doméstico de agua caliente con control interno manteniendo una temperatura de salida T_{set} . Se ha seleccionado un equipo de la compañía Thermital con una potencia térmica de 1950 kW para el caso base de diseño. Este equipo tiene una eficiencia del 93%. La potencia máxima se dimensiona de acuerdo con la demanda.

Válvula T (Type 11h)

El Type 11h consiste en un mezclador en el que dos entradas con caudal y temperatura determinados se mezclan para producir un único fluido de salida con todo el caudal y la temperatura de mezcla adiabática.

BYPASS (Type 11b)

Este componente (ver Válvula T, Type 11h) usa el modo 4 para modelar un derivador controlado por la temperatura del líquido (T_i) y una temperatura de control (T_{set}). En el modo 4 el flujo entero se envía a través de la salida 1 $T_{\text{set}} < T_i$. La función de control g ajusta el caudal de salida si desplaza la temperatura T_h , la temperatura del fluido mezclado no debe exceder de T_{set} .

Parámetros:

Modo de operación de la válvula = 4

Número de oscilaciones en el cálculo = 7

Condiciones ambiente (Type 15)

Este componente sirve para leer información climática generada en periodos regulares de tiempo. Esta información obtenida desde un fichero externo se interpola para periodos de tiempo menores de una hora haciéndola disponible para otros componentes de TRNSYS. El modelo calcula varios términos útiles como: radiación sobre superficie inclinada, temperatura media del agua, temperatura efectiva del cielo y funciones estacionales de calefacción y refrigeración. Este componente lee ficheros climáticos de los siguientes formatos:

- Typical Meteorological Year (TMY)
- Typical Meteorological Year Version 2 (TMY2)
- International Weather for Energy Calculations (IWEC)
- Canadian Weather for Energy Calculations (CWEC)
- Energy Plus Weather (EPW)
- Meteoronorm files for TRNSYS (TM2)

El componente calcula la radiación sobre superficie inclinada. Para ello es necesario introducir la orientación e inclinación de las superficies sobre las que se quiere obtener la radiación así como la reflectancia del terreno. El cálculo de la radiación sobre superficie inclinada puede realizarse con diferentes métodos de cálculo y depende de la reflectancia del terreno. En este trabajo se utiliza el método de Reindl, que calcula la radiación sobre una superficie inclinada de un cielo anisótropo en el cual se considera brillo en el horizonte y radiación circumsolar [14].

Parámetros:

Tipo de fichero utilizado = Energy Plus Weather (EPW)

Reflectancia del terreno (sin nieve) = 0,2

Reflectancia del terreno (cubierto de nieve) = 0,7

Número de superficies utilizadas = 1

Modo de seguimiento = 1 (sin seguimiento)

Pendiente de la superficie = 45°

Azimuth de la superficie = 0° (Sur)

Controlador (Type 2b)

El controlador on/off, Type 2, activa una señal binaria 1/0. El valor de control se elige en función de la diferencia entre dos temperaturas (alta T_h y baja T_l). Esta diferencia se compara con dos anchos de banda ΔT_h y ΔT_l . La función de control depende del valor de control en el periodo anterior. El controlador se usa conectando la salida de control con la entrada de control produciendo un efecto de histéresis. Sin embargo, señales de control de otros componentes se pueden usar como señal de entrada para este componente. Por cuestiones de seguridad, se incluye un límite de corte junto con el controlador. Sin importar las condiciones de ancho de banda, la función de control será puesta a 0 si dicho límite es excedido. Este controlador no está restringido a sensores de temperatura aunque se usa notación de temperaturas.

Parámetros:

Número de oscilaciones = 5

Límite superior de funcionamiento = 99,9 °C (temperatura en la parte superior del acumulador)

Ancho de banda alto $\Delta T_h = 3$ K

Ancho de banda bajo $\Delta T_l = 0$ K

Condiciones demanda (Type 9a)

El propósito de este componente es leer información en periodos de tiempo regulares con la posibilidad de convertirla al sistema de unidades deseado haciéndola accesible a otros componentes TRNSYS. Este componente puede leer muchos tipos de ficheros. La información de estos ficheros tiene que estar separada de una línea a otra en periodos constantes de tiempo. En este componente se utiliza el fichero “*heating demand*” que se ha obtenido mediante la simulación de edificios con TRNSYS y TRNBuild.

Parámetros:

Intervalo de tiempo ente datos = 1 h

Interpolar o no = -1 (no)

Factor de multiplicación al dato = 1

Factor de adición al dato = 0

B.4. Modelo de generación de demandas

Con el fin de obtener la distribución horaria y mensual de la demanda térmica anual para edificios de viviendas en el ámbito del estudio de grandes sistemas de calefacción centralizada se ha realizado en TRNBuild un modelo de un edificio tipo, que cumple los requisitos de la normativa española para eficiencia energética en edificios [15].

TRNBuild es una herramienta de TRNSYS que se utiliza para generar elementos con múltiples espacios que deben mantener unas condiciones ambientales determinadas ante unas condiciones externas. Los elementos generados con TRNBuild se utilizan en TRNSYS a través del Type 56 “*multizone building*” (*edificios con múltiples espacios*) para simular el comportamiento térmico de edificios, naves industriales y otros elementos.

Una vez especificada en TRNBuild la geometría y disposición espacial del edificio de los elementos constructivos y de los materiales con sus propiedades termofísicas, ocupación y cargas del edificio, se puede calcular el comportamiento térmico del edificio en TRNSYS expuesto a unas condiciones ambientales determinadas (temperatura ambiente, humedad relativa, radiación incidente sobre cada una de las caras del edificio, etc.). El modelo proporciona como resultado la demanda instantánea de calefacción y refrigeración a lo largo del período de simulación considerado (por ejemplo 1 año).

El edificio tipo considerado en este trabajo tiene forma rectangular con la fachada más alargada orientada al sur, no tiene edificios colindantes ni sombreados de otros edificios. Los cerramientos se han seleccionado de la forma más simple posible para que cumpla los requisitos límite de transferencia de calor a través de cerramientos. Dispone de un sistema de ventilación mecánica constante que satisface las exigencias de la normativa española [16]. Se han estimado unas cargas internas en el edificio en función de la ocupación y los equipos eléctricos del hogar. El sistema de calefacción y refrigeración dispone de un control para mantener la temperatura de confort.

Al estar trabajando en diseño y estudio, se ha generado un modelo en el que las características pueden ser modificadas. En base a un primer edificio se han generado cinco modelos que cumplen los requisitos mínimos de aislamiento, ventanas e infiltraciones que regula el “*Código Técnico de la Edificación*” (CTE) [9], atendiendo a las condiciones climáticas propias de las diferentes localizaciones geográficas consideradas en este trabajo.

Geometría y espacios del edificio

Se ha definido un edificio de varias plantas de geometría simple. El edificio es un paralelepípedo con planta y alzado rectangular con relación frente-fondo 2:1 y altura entre plantas constante. Todas las plantas del edificio se han distribuido igual con una serie de espacios habitables que pueden ser utilizados como vivienda individual o fracción de una, si se unen varios espacios habitables para formar viviendas de mayor tamaño. La generalidad del edificio y los espacios tiene como objetivo plantear el edificio de la forma más general posible.

El edificio tiene 7 plantas de altura y un frente de 28 m. Entre planta y planta hay una altura de 3 m, las dimensiones generales del edificio pueden verse en la Figura 6. Los huecos del edificio, se han distribuido para asegurar una buena iluminación natural en todos los espacios habitables, priorizando el uso de las mejores disposiciones para la captación solar. En la fachada sur se ha ocupado el 35% de la fachada con ventanas para aprovechar la mayor captación solar en esta orientación. En la fachada este y oeste se ha utilizado el 20% de la fachada para ubicar ventanas de los espacios que no tienen acceso a la fachada sur. En la fachada norte se han ubicado ventanas para

iluminar aquellos espacios que no pueden ser iluminados desde fachada sur este u oeste utilizando el 10% de la fachada.

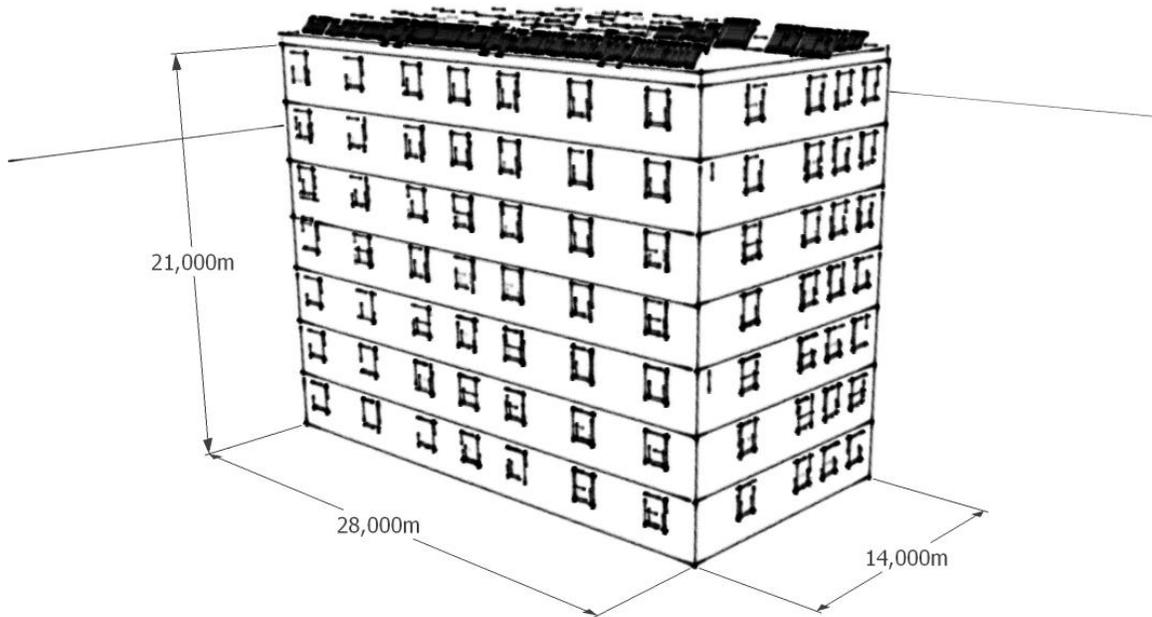


Figura B.37: Dimensiones generales del edificio.

Cada piso del edificio está formado por 6 espacios habitables y un espacio no habitable. En este espacio no habitable se ubica el hueco de las escaleras, el ascensor y el descansillo para comunicar las viviendas con los recorridos verticales. Todos los espacios habitables tienen las mismas características de calefacción, ventilación, refrigeración y cargas internas. Los espacios no habitables también tienen las mismas condiciones de calefacción, refrigeración y ventilación.

Los espacios han sido nombrados como espacio_{x,y} donde “x” representa el número de planta e “y” el número del espacio de acuerdo con el código de la Figura 7. Los espacios 1 a 6 de cada planta son espacios habitables y cada uno puede suponer una vivienda individual.

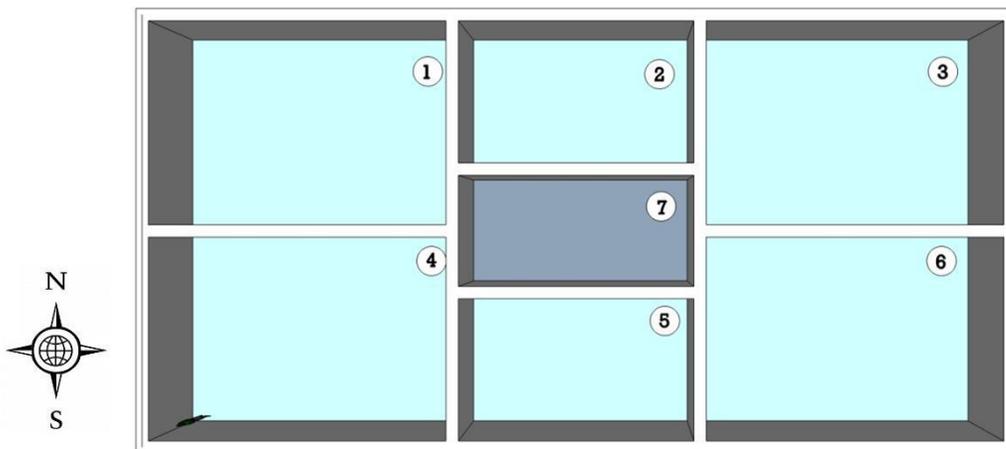


Figura B.38: Numeración de los espacios de cada planta en el edificio.

Cerramientos del edificio

Las mayores pérdidas de calor del edificio se producen a través de los cerramientos de la envoltura del edificio. Para el cálculo térmico de un edificio es necesario definir los cerramientos que separan los espacios y el exterior así como los muros que están dentro de los espacios.

En España las exigencias mínimas de transmitancia térmica en los cerramientos de edificios de nueva construcción se definen en el documento básico (DB) de ahorro de energía en el apartado 1, limitación energética (DB-HE1) [15] del CTE. El DB-HE1 define, entre otros parámetros, los valores límite para los parámetros medios de conductancia en edificios de nueva construcción. El CTE distingue cinco zonas geográficas en función de la severidad climática en invierno (de menor a mayor: A, B, C, D y E) y cuatro zonas geográficas según severidad climática en verano (de menor a mayor: 1, 2, 3 y 4). Las localidades españolas se reparten entre 12 de estas combinaciones (ver ejemplos para cada zona en Tabla 2).

Tabla B.20: Ciudades ejemplo de las distintas zonas climáticas del CTE [9].

SCV \ SCI	A	B	C	D	E
1			Oviedo	Vitoria	Ávila
2			Barcelona	Salamanca	
3	Cádiz	Tarragona	Granada	Zaragoza	
4	Almería	Sevilla	Jaén		

Cada zona climática tiene definidos unas exigencias mínimas de conductancia en cerramientos y huecos. En la Tabla 3 se muestra la transmitancia límite de fachada, suelo y cubierta. La transmitancia límite de los huecos es diferente en función de la zona climática, orientación y porcentaje de huecos en la superficie.

Tabla B.21: Transmitancia límite en cerramientos y huecos según zonas climáticas [15].

Zona Climática	A	B	C	D	E
Transmitancia límite de fachada y cerramiento en contacto con el terreno $W/(m^2 \cdot K)$	0,94	0,82	0,73	0,66	0,57
Transmitancia límite de suelos $W/(m^2 \cdot K)$	0,53	0,52	0,50	0,49	0,48
Transmitancia límite de cubiertas $W/(m^2 \cdot K)$	0,50	0,45	0,41	0,38	0,35
Transmitancia límite en huecos $W/(m^2 \cdot K)$	5,7	5,4	4,4	3,5	3,1

Cada espacio del edificio es adyacente a otros espacios del edificio y/o al ambiente exterior. En la herramienta TRNBuild se definen las fronteras entre los espacios y las características de los muros que los separan así como el volumen del espacio. En la Figura 8 se muestran en planta los espacios con los que intercambian calor los espacios 1 y 2.

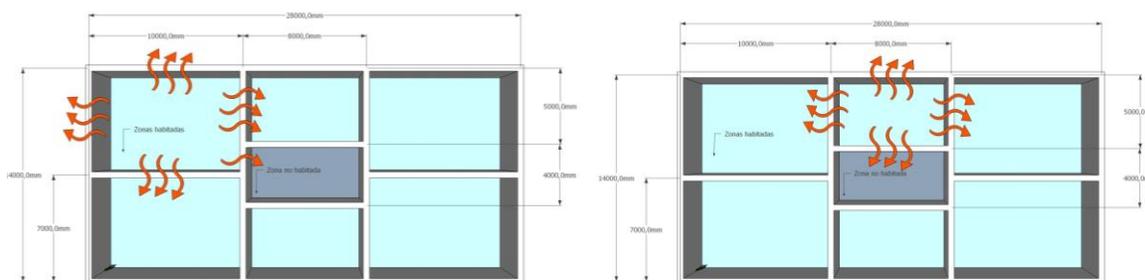


Figura B.39: Transferencia de calor en las zonas habitables (izquierda zona 1; derecha zona 2)

La transferencia de calor entre espacios depende de las características de los cerramientos, del área de transferencia y la diferencia de temperatura. En la Tabla 4 se muestra el área de la superficie de contacto entre los distintos espacios de una misma planta así como el área de las superficies que tienen contacto con el exterior y su orientación.

Tabla B.22 : Superficie de contacto entre espacios y con el ambiente en una misma planta.

m ²	espacio 1	espacio 2	espacio 3	espacio 4	espacio 5	espacio 6	espacio 7	S	N	E	W
espacio 1	---	15	0	30	0	0	6	0	30	0	21
espacio 2	115	---	15	0	0	0	24	0	24	0	0
espacio 3	0	15	---	0	0	30	6	0	30	21	0
espacio 4	30	0	0	---	15	0	6	30	0	0	21
espacio 5	0	0	0	15	---	15	24	24	0	0	0
espacio 6	0	0	30	0	15	---	6	30	0	21	0
espacio 7	6	24	6	6	24	6	---	0	0	0	0

La última planta del edificio transfiere calor al ambiente a través de la cubierta. La superficie de contacto de cada espacio de la sexta planta con la cubierta se corresponde con la superficie en planta del espacio al haberse definido una cubierta plana. También se produce transferencia de calor entre la planta baja del edificio y el terreno que se considera en este trabajo como una superficie a temperatura constante de 10°C, que se considera un valor razonable de temperatura media del terreno para la geografía española.

Para calcular la transferencia de calor entre los espacios contiguos y con el ambiente es necesario definir la composición (capas, materiales, espesor) de los muros, de los forjados y de la cubierta. Cada muro del edificio en TRNBuild viene descrito por el tipo de muro y la categoría. El tipo de muro indica la composición material de éste, es decir los elementos que lo componen; ladrillo, hormigón, aislante, etc; el espesor de éstos y sus propiedades termofísicas. La categoría del muro describe la función y situación del muro como elemento de frontera que puede intercambiar calor entre distintos ambientes. Los muros de categoría externos tienen una de sus superficies en contacto con el exterior y por tanto intercambian calor con el ambiente exterior y reciben radiación solar en función de la orientación del edificio. Los muros internos son aquellos que están dentro de un espacio y no transfieren calor a otros espacios o ambientes pero que se tienen en cuenta a la hora de calcular la inercia térmica del edificio. Los muros adyacentes son aquellos que separan dos espacios contiguos que pueden intercambiar calor. Los muros de frontera son aquellos que transfieren calor bajo unas condiciones de frontera definidas por el usuario.

Los tipos de muros utilizados en el modelo son los siguientes:

- *Muro externo*: Muros exteriores del edificio.
- *Muro tabique*: Muros separadores de viviendas y muros internos dentro de las viviendas que separan habitaciones. En el modelo los muros internos de las viviendas aportan inercia térmica a la vivienda.
- *Forjado plantas*: Forjado entre plantas del edificio.
- *Forjado terreno*: Forjado que separa el edificio del terreno.
- *Cubierta*: Cubierta plana del edificio.

Para cada superficie de cada espacio del modelo hay que definir el tipo de muro que la compone y la categoría. Se muestra como ejemplo la descripción completa de los muros del Espacio_{1,1} del edificio, en la figura 9 se muestra una captura de la pantalla de TRNBuild del espacio_{1,1}.

Tabla B.23: Descripción de los muros del espacio_{1,1}

	Tipo	Superficie	Categoría	Descripción	Aberturas
Muro1	Muro externo	30 m ²	Externo	Orientación norte	
Muro2	Muro externo	21 m ²	Externo	Orientación oeste	Ventana 8,4 m ²
Muro3	Forjado terreno	60 m ²	Frontera	Temperatura constante 10°C	
Muro4	Muro tabique	6 m ²	Adyacente	Adyacente a espacio _{1,7}	
Muro5	Muro tabique	15 m ²	Adyacente	Adyacente a espacio _{1,2}	
Muro 6	Muro tabique	30 m ²	Adyacente	Adyacente a espacio _{1,4}	
Muro 7	Forjado plantas	70 m ²	Adyacente	Adyacente a espacio _{2,1}	
Muro 8	Muro tabique	36 m ²	Interno		

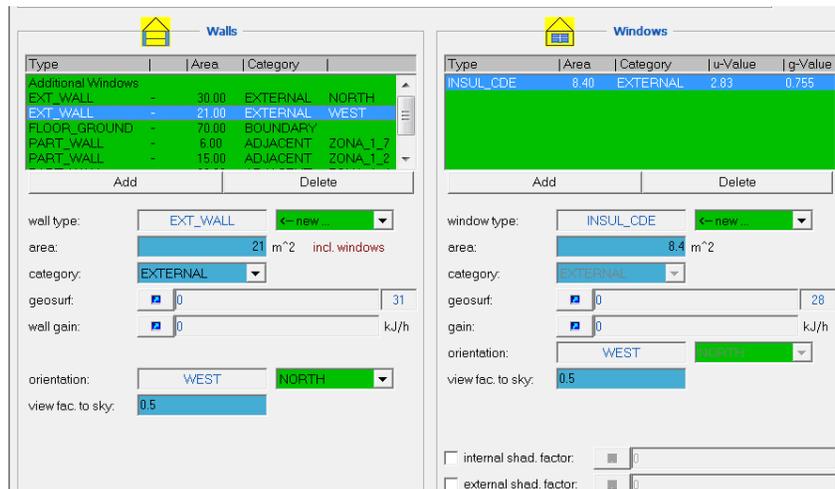


Figura B.40: Ficha de los cerramientos del espacio_{1,1}.

La descripción de los tipos de cerramientos que se utilizan para el edificio se muestran a continuación. La descripción es distinta para las distintas zonas climáticas A, B, C, D y E (ver Tablas 6 a 10). Cada muro, cubierta o forjado viene descrito por las capas que lo forman y el espesor de cada una. Las propiedades termofísicas de los materiales de cada capa vienen indicados en las tablas. La conductividad final de cada muro se calcula como suma de la resistencia térmica de las capas sin introducir los coeficientes de transferencia de calor entre los cerramientos y el ambiente. Los materiales utilizados en el cálculo se han obtenido de la librería española de TRNBuild. El material XPS (poliestireno extruido) se ha introducido como material nuevo.

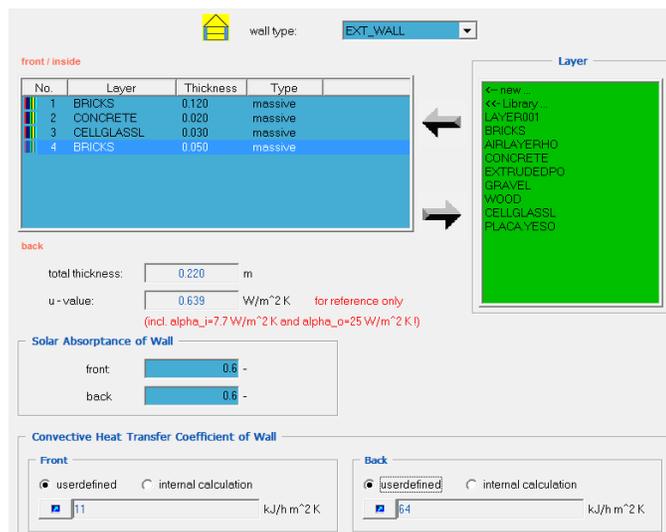


Figura B.41: Ficha descriptiva del muro exterior (para zona climática D).

Tabla B.24: Propiedades termofísicas relevantes de los cerramientos del edificio tipo considerado para la zona climática A.

Nombre	Material capas	Resistencia (h·m ² ·K)/kJ	Conductancia kJ / (h·m·K)	Calor espec. kJ/(kg·K)	Densidad (kg/m ³)	Espesor (cm)
Forjado terreno	Aislante (XPS)		0,1	1,47	30	3,0
	Hormigón		4,068	1	1400	20
	Cámara de aire	0,032				---
	Hormigón		4,068	1	1400	40
	TOTAL: 0,527 W/(m ² ·K)					63
Forjado plantas	Madera		0,504	0,9	530	2,0
	Cámara de aire	0,032				---
	Hormigón		4,068	1	1400	15
	TOTAL: 1,783 W/(m ² ·K)					17
Cubierta	Grava		7,2	1	1800	10
	Hormigón		4,068	1	1400	10
	Aislante (XPS)		0,1	1,47	30	5
	Hormigón		4,068	1	1400	18
	TOTAL: 0,457 W/(m ² ·K)					43
Muro tabique	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12
	Hormigón		4,068	1	1400	3,0
	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12
	TOTAL: 0,865 W/(m ² ·K)					27
Muro exterior	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12,0
	Hormigón		4,068	1	1400	4,0
	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	5,0
	Placa de yeso		0,9	0,84	750	3,0
	TOTAL: 0,995 W/(m ² ·K)					24,0

Tabla B.25: Propiedades termofísicas relevantes de los cerramientos del edificio tipo considerado para la zona climática B.

Nombre	Material capas	Resistencia (h·m ² ·K)/kJ	Conductancia kJ / (h·m·K)	Calor espec. kJ/(kg·K)	Densidad (kg/m ³)	Espesor (cm)
Forjado terreno	Aislante (XPS)		0,1	1,47	30	4,0
	Hormigón		4,068	1	1400	5
	Cámara de aire	0,032				---
	Hormigón		4,068	1	1400	20
	TOTAL: 0,514 W/(m ² ·K)					29
Forjado plantas	Madera		0,504	0,9	530	2,0
	Cámara de aire	0,032				---
	Hormigón		4,068	1	1400	15
	TOTAL: 1,783 W/(m ² ·K)					17
Cubierta	Grava		7,2	1	1800	10
	Hormigón		4,068	1	1400	10
	Aislante (XPS)		0,1	1,47	30	5
	Hormigón		4,068	1	1400	18
	TOTAL: 0,441 W/(m ² ·K)					43
Muro tabique	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12
	Hormigón		4,068	1	1400	3,0
	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12
	TOTAL: 0,865 W/(m ² ·K)					27
Muro exterior	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12,0
	Hormigón		4,068	1	1400	2,0
	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12,0
	Placa de yeso		0,9	0,84	750	1,5
	TOTAL: 0,816 W/(m ² ·K)					27,5

Tabla B.26: Propiedades termofísicas relevantes de los cerramientos del edificio tipo considerado para la zona climática C.

Nombre	Material capas	Resistencia (h·m ² ·K)/kJ	Conductancia kJ / (h·m·K)	Calor espec. kJ/(kg·K)	Densidad (kg/m ³)	Espesor (cm)
Forjado terreno	Aislante (XPS)		0,1	1,47	30	4,0
	Hormigón		4,068	1	1400	2
	Cámara de aire	0,032				---
	Hormigón		4,068	1	1400	30
	TOTAL: 0,498 W/(m ² ·K)					36
Forjado plantas	Madera		0,504	0,9	530	2,0
	Cámara de aire	0,032				---
	Hormigón		4,068	1	1400	15
	TOTAL: 1,783 W/(m ² ·K)					17
Cubierta	Grava		7,2	1	1800	10
	Hormigón		4,068	1	1400	10
	Aislante (XPS)		0,1	1,47	30	6
	Hormigón		4,068	1	1400	18
	TOTAL: 0,413 W/(m ² ·K)					44
Muro tabique	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12
	Hormigón		4,068	1	1400	3,0
	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12
	TOTAL: 0,865 W/(m ² ·K)					27
Muro exterior	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12
	Hormigón		4,068	1	1400	2,0
	XPS		0,1	1,47	30	1,5
	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	5,0
	TOTAL: 0,710 W/(m ² ·K)					20,5

Tabla B.27: Propiedades termofísicas relevantes de los cerramientos del edificio tipo considerado para la zona climática D.

Nombre	Material capas	Resistencia (h·m ² ·K)/kJ	Conductancia kJ / (h·m·K)	Calor espec. kJ/(kg·K)	Densidad (kg/m ³)	Espesor (cm)
Forjado terreno	Aislante (XPS)		0,1	1,47	30	4,5
	Hormigón		4,068	1	1400	2,0
	Cámara de aire	0,032				---
	Hormigón		4,068	1	1400	30
	TOTAL: 0,443 W/(m ² ·K)					36,5
Forjado plantas	Madera		0,504	0,9	530	2,0
	Cámara de aire	0,032				---
	Hormigón		4,068	1	1400	15
	TOTAL: 1,783 W/(m ² ·K)					17
Cubierta	Grava		7,2	1	1800	10
	Hormigón		4,068	1	1400	10
	Aislante (XPS)		0,1	1,47	30	6
	Hormigón		4,068	1	1400	18
	TOTAL: 0,381 W/(m ² ·K)					44
Muro tabique	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12
	Hormigón		4,068	1	1400	3,0
	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12
	TOTAL: 0,865 W/(m ² ·K)					27
Muro exterior	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	5,0
	Hormigón		4,068	1	1400	2,0
	Fibra de vidrio		0,155	0,84	100	3,0
	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12
	TOTAL: 0,639 W/(m ² ·K)					22,0

Tabla B.28: Propiedades termofísicas relevantes de los cerramientos del edificio tipo considerado para la zona climática E.

Nombre	Material capas	Resistencia (h·m ² ·K)/kJ	Conductancia kJ / (h·m·K)	Calor espec. kJ/(kg·K)	Densidad (kg/m ³)	Espesor (cm)
Forjado terreno	Aislante (XPS)		0,1	1,47	30	4,5
	Hormigón		4,068	1	1400	2,0
	Cámara de aire	0,032				---
	Hormigón		4,068	1	1400	30
	TOTAL: 0,443 W/(m ² ·K)					36,5
Forjado plantas	Madera		0,504	0,9	530	2,0
	Cámara de aire	0,032				---
	Hormigón		4,068	1	1400	15
	TOTAL: 1,783 W/(m ² ·K)					17
Cubierta	Grava		7,2	1	1800	10
	Hormigón		4,068	1	1400	10
	Aislante (XPS)		0,1	1,47	30	7
	Hormigón		4,068	1	1400	20
	TOTAL: 0,333 W/(m ² ·K)					47
Muro tabique	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12
	Hormigón		4,068	1	1400	3,0
	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12
	TOTAL: 0,865 W/(m ² ·K)					27
Muro exterior	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	12,0
	Hormigón		4,068	1	1400	2,0
	Fibra de vidrio		0,155	0,84	100	4,0
	Ladrillo hueco		0,9	0,84	750	5
	TOTAL: 0,557 W/(m ² ·K)					23

Para la descripción de las ventanas, a pesar de que el CTE distingue entre varias transmitancias límite según la zona climática, orientación y porcentaje de huecos en el muro, en el modelo se ha utilizado una ventana aislada con doble acristalamiento para todas las ventanas de los edificios en las zonas B, C, D y E y de cristal simple para todas las ventanas de la zona A (ver Tabla 11). Esto se debe a la falta de elementos comerciales en el mercado específicos para las distintas zonas climáticas que se ajusten a estos límites.

Tabla B.29: Especificaciones técnicas de las ventanas utilizadas.

Zona climática	Descripción ventana utilizada:	Conductancia cristal W/(m ² ·K)	g ventana* (%)	Área marco (%)	Conductancia marco W/(m ² ·K)
A	Simple acristalamiento	5,68	85,5 %	15 %	8,17
B	Doble acristalamiento aislado	2,83	75,5 %	15 %	8,17
C	Doble acristalamiento aislado	2,83	75,5 %	15 %	8,17
D	Doble acristalamiento aislado	2,83	75,5 %	15 %	8,17
E	Doble acristalamiento aislado	2,83	75,5 %	15 %	8,17

* g: transmitancia óptica de la ventana, porcentaje de la radiación que atraviesa la ventana

Cargas internas del edificio

El cálculo de las necesidades térmicas de un edificio depende del balance entre la transferencia de calor al ambiente, la generación de energía térmica dentro del edificio y el intercambio de energía con el ambiente del sistema de ventilación. Las distintas fuentes que generan energía térmica dentro del edificio se denominan cargas internas. Las principales cargas internas de un edificio de viviendas son el consumo de energía eléctrica en iluminación y electrodomésticos, y la energía térmica que producen los ocupantes.

En el edificio hay 6 espacios habitables por piso. En cada espacio habitable se ha definido una ocupación máxima de 2 personas. Cada persona genera una carga de 100 W de acuerdo con la norma ISO 7730 [17] (tipo n°1, persona sentada en reposo). El horario de ocupación de las viviendas describe la ratio de ocupación (0-1) estimada a lo largo del día (ver Tabla 12). Si la ratio es 0 la vivienda está vacía y si la ratio es 1 la vivienda está completamente ocupada, en este caso dos personas.

Tabla B.30: Ratio de ocupación de la vivienda, horario semanal*.

	0:00 -8:00	8:00 – 12:00	12:00 – 18:00	18:00 – 20:00	20:00 – 24:00
Lunes	1,0	0,0	0,0	1,0	1,0
Martes	1,0	0,0	0,0	1,0	1,0
Miércoles	1,0	0,0	0,0	1,0	1,0
Jueves	1,0	0,0	0,0	1,0	1,0
Viernes	1,0	0,0	0,0	1,0	1,0
Sábado	1,0	1,0	0,5	0,5	1,0
Domingo	1,0	1,0	0,5	0,5	1,0

*: Una ratio de ocupación de uno indica que la vivienda está ocupada al 100%.

Se ha realizado un calendario con la utilización estimada de los electrodomésticos y la iluminación (ver Tabla 13). La carga de iluminación de la vivienda es de 5 W/m² y por cada espacio habitable se ha incluido además una carga de 140 W para incluir el efecto de los electrodomésticos en la vivienda.

Tabla B.31: Horario diario de iluminación y operación de los electrodomésticos en la vivienda.

	0:00-8:00	8:00-9:00	9:00-10:00	10:00-18:00	18:00-21:00	21:00-23:00	23:00-24:00
Lunes	0,0	1,0	1,0	0,0	1,0	1,0	0,0
Martes	0,0	1,0	1,0	0,0	1,0	1,0	0,0
Miércoles	0,0	1,0	1,0	0,0	1,0	1,0	0,0
Jueves	0,0	1,0	1,0	0,0	1,0	1,0	0,0
Viernes	0,0	1,0	1,0	0,0	1,0	1,0	0,0
Sábado	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	1,0	1,0
Domingo	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	1,0	1,0

Según las cargas y horarios definidos el consumo anual de energía eléctrica de cada espacio habitado es de 1350 kWh. Los espacios definidos son pequeños (60 m²) de manera que una vivienda media (100 m²) podría estar formada por dos de estos espacios lo que supone un consumo anual de 2700 kWh.

A fin de comparar el modelo definido con datos estadísticos se indica que: según el informe de consumos del sector residencial emitido por el IDAE [18] el consumo eléctrico anual medio de una vivienda en España es de 3487 kWh. Por tanto el consumo eléctrico estimado para estos espacios es un 23% inferior al promedio español.

Sistema de ventilación y climatización

La ventilación del edificio y de los espacios es necesaria para asegurar el confort y la salud de los ocupantes. La ventilación de edificios de viviendas en España tiene que cumplir los requerimientos de ventilación que marca el documento básico de calidad del aire interior HS3 del CTE [16]. En este documento se indica la ventilación mínima necesaria para los distintos locales de una vivienda y el método de cálculo de la ventilación.

La ventilación en las viviendas debe realizarse desde los cuartos secos a los cuartos húmedos (cocina y baños). En primer lugar se calcula el caudal total de impulsión en los cuartos secos y el caudal total de extracción en los cuartos secos. El máximo de estos caudales es el utilizado como caudal de ventilación en la vivienda y se distribuye en los distintos locales de manera que en todos se cumplan los requerimientos mínimos. El cálculo de la ventilación para cada local depende del número de ocupantes de cálculo o la superficie del local. En la Tabla 14 se muestran los requerimientos mínimos de caudal para cada tipo de local según el HS3.

Tabla B.32: Requerimientos mínimos de ventilación [16].

Locales	Caudal de ventilación mínimo exigido q_v en l/s		
	Por ocupante	Por m^2 útil	En función de otros parámetros
Dormitorios	5		
Salas de estar y comedores	3		
Aseos y cuartos de baño			15 por local
Cocinas		2	50 por local ⁽¹⁾
Trasteros y sus zonas comunes		0,7	
Aparcamientos y garajes			120 por plaza
Almacenes de residuos		10	

¹: Este es el caudal correspondiente a la ventilación adicional específica de la cocina para la extracción de los vapores y humos.

La ratio entre el volumen de aire introducido del exterior cada hora respecto del volumen de la habitación se denomina renovaciones hora. Para un espacio habitable de $60 m^2$ ocupado por dos personas es necesario un caudal de extracción de 30 l/s (baño 15 l/s y cocina de $7.5 m^2$ 15 l/s) y un caudal de mínimo de impulsión de de 24 l/s (habitación doble 10 l/s, habitación simple 5 l/s, salón para tres personas 9 l/s). Para cada espacio habitable en el edificio se ha definido una ventilación constante de 0,6 renovaciones a la hora. En el edificio se han considerado unas infiltraciones de aire del exterior adicionales de $0,14 h^{-1}$ para las zonas A y B y de $0,07 h^{-1}$ para las zonas C, D y E. La ventilación total, suma de infiltraciones y ventilación mecánica, es constante a lo largo del año y el aire se introduce en los espacios a la temperatura y humedad del ambiente.

El sistema de calefacción tiene un control de temperatura independiente para cada espacio habitable del edificio. Este control de temperatura enciende el sistema de calefacción cuando la temperatura en los espacios habitables desciende por debajo de $21^\circ C$, temperatura mínima. La potencia máxima del sistema de calefacción se ha dejado como ilimitada en el modelo TRNBuild. El sistema de refrigeración utilizado también tiene un control de temperatura independiente para cada espacio y se activa cuando la temperatura es superior a $26^\circ C$ con potencia ilimitada. Los parámetros generales del sistema de ventilación, calefacción y refrigeración de los espacios habitables del edificio se muestran en la Tabla 15.

Tabla B.33: Parámetros de diseño de ventilación, climatización y refrigeración del edificio.

Ratio de infiltraciones (1/h):	0,07 (Zonas C, D y E)	0,14 (Zonas A, B)
Ratio de ventilación (1/h):	0,6	
Temperatura de control de calefacción:	$21^\circ C$	
Temperatura de control de refrigeración:	$26^\circ C$	

Resultados del modelo

Los resultados que se obtienen del modelo son la demanda de calefacción y refrigeración de todo el edificio, de cada planta y de cada espacio así como la temperatura media de cada espacio (ver en la Figura 11 las salidas que se generan).

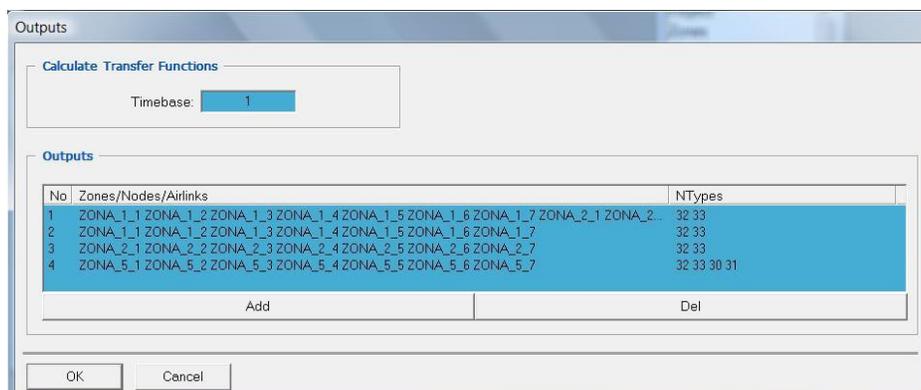


Figura B.42: Grupos de resultados obtenidos.

TRNBuild permite definir las salidas que se van a generar en el modelo del edificio. Para este modelo se ha generado un conjunto de resultados que abarca todas las zonas del edificio (ver en figura 12 captura de pantalla de TRNBuild generación de conjuntos). Este conjunto de resultados genera las salidas definidas por TRNBuild como tipo 32, cálculo de la demanda total de calefacción de las zonas del conjunto y como tipo 33 cálculo de la demanda total de refrigeración de las zonas del conjunto (32 SQHEAT: Suma del calor sensible necesario por grupos de espacios) (33 SQCOOL: Suma de la refrigeración sensible necesaria para grupos de demanda).

El archivo de TRNBuild, guardado como fichero *.bld, se introduce en un Type 56 de un modelo TRNSYS que calcule el comportamiento térmico del edificio con los datos climáticos de la ciudad de estudio, y se exportan las salidas generadas. La demanda, calculada hora a hora para cada ciudad de estudio, se utilizará para la simulación de sistemas dinámicos, como los sistemas CSHPSS, con los que se cubran las demandas de calefacción de edificios del sector residencial.

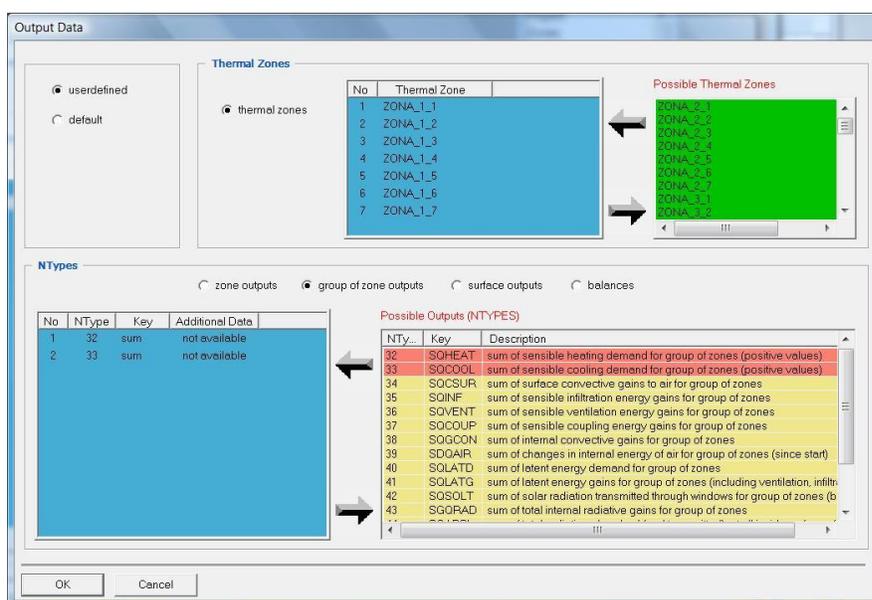


Figura B.43: Introducción de zonas en subgrupos de datos.

La demanda obtenida se muestra mensualmente por unidad de superficie del edificio tipo en la Tabla 16 para doce ciudades de cálculo en España.

Tabla B.34: Demanda mensual de calefacción por unidad de superficie de viviendas (kWh/m²) del edificio tipo para distintas ciudades en España

kWh/m ² *	Enero	Febr.	Marzo	Abril	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Avila	15,29	12,05	11,20	8,60	4,65	0,69	0,02	0,01	0,44	4,63	11,24	15,52	84,33
Barcelona	9,92	6,97	5,74	3,32	1,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,90	4,78	8,80	41,68
Burgos	17,97	13,46	11,65	9,06	5,22	1,26	0,07	0,01	0,59	5,77	12,52	17,50	95,08
Coruña	9,82	7,61	6,44	4,87	2,27	0,58	0,04	0,01	0,19	1,63	6,07	9,32	48,87
Granada	11,55	8,28	6,05	4,35	0,80	0,01	0,00	0,00	0,00	1,63	6,44	11,02	50,15
Jaen	9,23	6,41	4,46	2,38	0,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	4,13	9,65	37,36
Madrid	13,00	9,59	6,90	4,27	0,96	0,03	0,00	0,00	0,00	1,98	8,67	12,99	58,40
Oviedo	12,70	9,93	9,19	7,36	4,65	1,71	0,21	0,14	0,66	3,85	8,79	11,73	70,91
Salamanca	15,78	11,31	9,39	6,90	3,01	0,13	0,00	0,00	0,14	4,07	10,81	15,94	77,49
Soria	16,56	13,17	11,48	8,55	4,48	0,65	0,05	0,00	0,67	4,90	12,08	16,13	88,73
Vitoria	16,26	12,14	11,08	8,12	4,65	1,35	0,08	0,04	0,60	4,33	11,71	16,17	86,52
Zaragoza	13,09	8,65	6,34	3,66	0,80	0,00	0,00	0,00	0,00	1,42	8,07	12,87	54,90

*: Demanda total del edificio dividida entre el área total de superficie de viviendas del edificio.

Siete conjuntos de datos se han preparado para generar los datos de demanda por plantas al incluirse en cada conjunto los espacios de cada planta y utilizar como salida los tipos de salida 32 y 33 previamente definidos (ver Figura 13). Los cálculos se han realizado para un año en la ciudad de Zaragoza. La planta baja y la planta superior tienen una demanda superior a las demás lo que suele ser común en las últimas plantas de los edificios de viviendas y en los locales en planta calle.

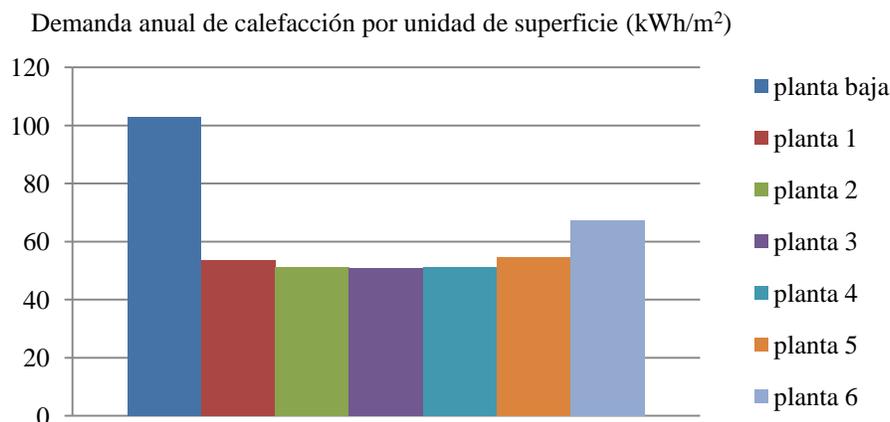


Figura B.44: Demanda anual de calefacción por unidad de superficie del edificio tipo considerado (Zaragoza)

Se ha obtenido la demanda anual de calefacción y refrigeración de los espacios habitables (1 a 6) de la cuarta planta. Los resultados muestran que la demanda de calefacción es mayor en las zonas orientadas al norte del edificio, es decir las zonas 1, 2 y 3 (ver en la Figura 14 la simulación correspondiente a Zaragoza).

También puede verse que la demanda de refrigeración es distinta. El espacio orientado únicamente al sur, espacio 5 tiene una mayor demanda que los otros espacios. Los espacios 1 y 3 con ventanas orientadas al este y oeste tienen una demanda de refrigeración mayor que los espacios 4 y 6 pesar a estar orientados al sur. El espacio 2 orientado al norte tiene una demanda de refrigeración netamente inferior a los demás espacios. El espacio 7 del edificio no tiene sistema de calefacción ni refrigeración asociado.

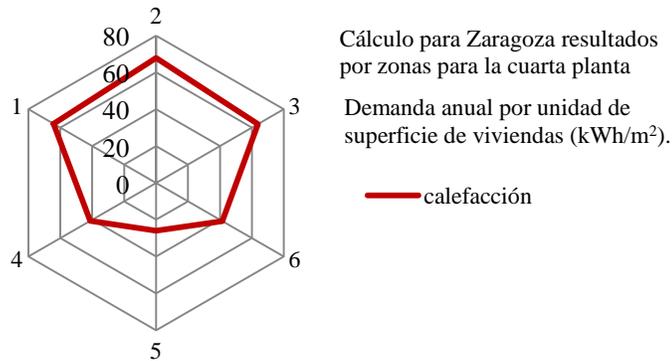


Figura B.45: Demanda anual de calefacción por unidad de superficie calculada en Zaragoza, cuarta planta.

El modelo generado en TRNBuild puede ser modificado de manera sencilla, cambiando en los ficheros de datos de entrada las especificaciones de los cerramientos, cargas o características de los sistemas de ventilación y calefacción, adaptando de este modo las características del edificio a los requerimientos de las distintas zonas climáticas.

Las salidas que se obtienen con el modelo TRNBuild permiten estudiar el comportamiento de sistemas en los que la variación de la demanda a lo largo del año afecta al funcionamiento del sistema. Esto es de especial importancia en los sistemas basados en energía solar con acumulación térmica estacional que requieren del conocimiento de la demanda para calcular la carga y descarga del acumulador, la temperatura de éste y el funcionamiento de los captadores solares.

B.5. Nomenclatura

ΔT_h	Incremento de temperatura para encender campo solar, K
ΔT_l	Incremento de temperatura para desconectar campo solar, K
η_0	Rendimiento óptico del captador solar
ρ_{agua}	Densidad del agua utilizada en el acumulador, kg/m^3)
ρ_{cs}	Densidad de la mezcla agua-glicol del campo solar, kg/m^3)
a_1	Coefficiente de pérdidas 1° del captador solar, $\text{W}/(\text{m}^2\text{K})$
a_2	Coefficiente de pérdidas 2° del captador solar, $\text{W}/(\text{m}^2\text{K}^2)$
$A_{\text{captadores}}$	Área total de captadores del sistema, m^2
$C_{p_{\text{agua}}}$	Capacidad calorífica del agua utilizada en el acumulador, $\text{kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$
$C_{p_{\text{cs}}}$	Capacidad calorífica mezcla agua-glicol del campo solar, $\text{kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$
$D_{\text{acumulador}}$	Diámetro del acumulador estacional, m
D_{anual}	Demanda anual del modelo, MWh/a
D_{edificio}	Demanda anual del edificio simulado, MWh/a
$H_{\text{acumulador}}$	Altura del acumulador estacional, m
I_{demanda}	Índice de incremento de demanda del modelo, m^2/m^2
m_{cs}	Flujo másico del campo de captadores, kg/h
N_{vivienda}	Número de viviendas en el modelo
P_{max}	Potencia máxima de la caldera, kW
Q_{cs}	Caudal del campo de captadores, m^3/h
q_v	Caudal de ventilación por unidad de superficie u ocupante, l/s
RAD	Ratio área de captadores entre demanda del modelo, $\text{m}^2/(\text{MWh/a})$
RHD	Ratio altura entre diámetro del acumulador estacional, m/m
RMA	Ratio flujo másico por área de captador, $(\text{kg/h})/\text{m}^2$
RVA	Ratio volumen del acumulador entre área de captadores, m^3/m^2
S_{edificio}	Superficie de viviendas en el edificio, m^2
S_{vivienda}	Superficie de vivienda media, m^2
$V_{\text{acumulador}}$	Volumen del acumulador estacional, m^3

B.6. Bibliografía

- [B.1] TRNSYS 16. *A Transient System Simulation tool*. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin- Madison 2004
- [B.2] A. Anastasia. *Simulation and thermoeconomic analysis of central solar heating plants*. Tesis di Laurea. Politecnico di Torino – Universidad de Zaragoza, 2010.
- [B.3] M.A. Lozano, A. Anastasia, F. Palacín, F. Serna, J. Llorente, L.M. Serra. *Simulation Study and Economic Analysis of Large-Scale Solar Heating Plants with Seasonal Storage in Spain*. EuroSun, Graz, 2010.
- [B.4] M.A. Lozano, A. Anastasia, L.M. Serra, V. Verda. *Thermoeconomic Cost Analysis of Central Solar Heating Plants Combined with Seasonal Storage*. ASME 2010 International Mechanical Engineering Congress and Exposition, Vancouver, 2010.
- [B.5] M.A. Lozano, A. Anastasia, F. Palacín, L.M. Serra. *Análisis de la viabilidad técnica y económica de los sistemas solares térmicos de gran escala en España*. SolarNews, 2010;30:64-68.
- [B.6] J. Frago. *Análisis económico y geográfico de sistemas de calefacción de distrito con acumulación estacional*. Proyecto Fin de Carrera, Universidad de Zaragoza, 2011.
- [B.7] J. Frago, M.A. Lozano, L.M. Serra. *Potencial de aplicación de los grandes sistemas solares térmicos en el sector residencial*. VII Congreso Nacional de Ingeniería Termodinámica, Bilbao, 2011.
- [B.8] M. Guadalfajara, M.A Lozano, L.M. Serra. *Evaluation of the Potential of Large Solar Heating Plants in Spain*. 1st International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry (SHC 2012), Energy Procedia 2012;30:839-848.
- [B.9] Real Decreto 314/2006. *Código Técnico de la Edificación*. Código técnico de la edificación. Real Decreto 314/2006, texto refundido con modificaciones del RD 1371/2007, de 19 de octubre, y corrección de errores del BOE de 25 de enero de 2008. <http://www.codigotecnico.org/> [Consulta: 6 de febrero de 2013]
- [B.10] U.S. Department of Energy. *Energy Plus Weather Data*. <http://www.eere.energy.gov/> [Consulta: 6 de febrero de 2013]
- [B.11] Arcon. *Captador solar HT-SA 28/10* . Arcon Solar, <http://www.arcon.dk/> [Consulta: 6 de febrero de 2013]
- [B.12] AENOR *Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares*. AENOR UNE-EN 12975:2006
- [B.13] Sedical. *Software de cálculo de componentes y tarifa profesional*. Sedical 2007

- [B.14] D.T. Reindl, W.A. Beckmann, J.A. Duffie. *Evaluation of hourly tilted surface radiation models*. Solar Energy 1990;45:9-17
- [B.15] *Código técnico de la edificación. Documento Básico de Ahorro de Energía, Limitación de demanda energética, DB-HE1*. Real Decreto 314/2006, texto refundido con modificaciones del RD 1371/2007, de 19 de octubre, y corrección de errores del BOE de 25 de enero de 2008. <http://www.codigotecnico.org/> [Consulta: 6 de febrero de 2013]
- [B.16] *Código técnico de la edificación. Documento Básico de Salubridad, calidad de aire interior, DB-HS3*. Código técnico de la edificación. Real Decreto 314/2006, texto refundido con modificaciones del RD 1371/2007, de 19 de octubre, y corrección de errores del BOE de 25 de enero de 2008. <http://www.codigotecnico.org/> [Consulta: 6 de febrero de 2013]
- [B.17] AENOR. *Ergonomía del ambiente térmico. Determinación analítica e interpretación del bienestar térmico mediante el cálculo de los índices PMV y PPD y los criterios de bienestar térmico local*. AENOR ISO 7730:2005.
- [B.18] IDAE. *Análisis del consumo energético del sector residencial en España*. Julio 2011

ANEXO C: Datos climáticos

C.1. Introducción

En este Anexo se presentan métodos simples para determinar la variación de temperatura y radiación solar a lo largo de un día tipo para cada mes del año, partiendo de información pública fácilmente accesible. También se muestra cómo obtener valores medios mensuales de otras variables.

Algunas variables resultado que motivan los procedimientos de cálculo son las siguientes:

- Temperatura (seca) del aire
- Radiación solar total sobre colectores solares planos
- Temperatura del suelo (valor mensual en función de la profundidad)
- Temperatura del agua de red (valor mensual)

Lógicamente, todas ellas son calculadas para una situación concreta; es decir, una localización determinada, una posición conocida de los colectores, cierta profundidad de suelo, etc.

C.2. Datos

Los datos necesarios para la aplicación de los métodos aquí propuestos, en su formulación básica, son los siguientes:

- Temperatura media mensual del aire (T_m)
- Media mensual de la temperatura máxima diaria del aire (T_{max})
- Media mensual de la temperatura mínima diaria del aire (T_{min})
- Media mensual de la irradiación global diaria sobre superficie horizontal (H)
- Temperatura media mensual del agua de red (T_r)
- Grados-día con base 15°C (GD15)

En la Tabla 1 se muestra, como ejemplo, una colección de datos para Zaragoza. Las fuentes utilizadas para confeccionarla se han seleccionado en base a dos criterios: 1) oficialidad de los datos a la hora de aplicar la normativa, y 2) disponibilidad de datos para numerosas localidades españolas.

Tabla C.35: Datos climáticos para Zaragoza.

	T_{min} (°C) ¹	T_m (°C) ¹	T_{max} (°C) ¹	H ((MJ/día)/m ²) ²	T_r (°C) ³	GD15 (K•día) ⁴
Enero	2,4	6,4	10,3	6,4	8	285
Febrero	3,5	8,4	13,3	9,8	9	222
Marzo	5,2	10,9	16,6	13,8	10	187
Abril	7,4	13,0	18,7	17,4	12	99
Mayo	11,2	17,2	23,2	21,5	15	26
Junio	14,8	21,3	27,7	23,8	17	1
Julio	17,6	24,5	31,5	25,3	20	0
Agosto	17,8	24,4	31,0	22,5	19	0
Septiembre	14,7	20,7	26,7	16,5	17	3
Octubre	10,3	15,5	20,7	11,6	14	52
Noviembre	5,8	10,0	14,3	7,5	10	176
Diciembre	3,5	7,1	10,7	5,7	8	286
AÑO	9,5	15,0	20,4	15,2	13	1337

1: Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) [1]. Guía resumida del clima en España 1971-2000 [2].

2: Norma UNE 94003 [3].

3: Norma UNE 94002 [4].

4: Norma UNE 100-002-88 [5].

Las fuentes de datos recomendadas se anotan en el apartado *Fuentes de datos* al final de este Anexo. Frago [6] presenta, en el Anexo 1 de su proyecto fin de carrera, información útil sobre fuentes de datos climáticos y aplicaciones informáticas que los proporcionan.

C.3. Temperatura del aire

Según Erbs et al. [7, 8] la temperatura a lo largo de un día representativo del mes puede calcularse mediante la expresión

$$T = T_m + A \sum_{k=1}^4 a_k \cos(k \cdot \tau - b_k) \quad (C.1)$$

donde T es la temperatura que se desea calcular en °C, T_m es la media de las temperaturas medias diarias durante el mes. A es la amplitud de temperaturas

$$A = T_{max} - T_{min} \quad (C.2)$$

donde T_{max} es la media mensual de las temperaturas máximas diarias y T_{min} es la media mensual de las temperaturas mínimas diarias. La variable τ representa la hora angular del día para la que se quiere calcular la temperatura. Se determina mediante la ecuación.

$$\tau = \frac{2\pi(\theta - 1)}{24} \quad (C.3)$$

siendo θ la hora del día ($\theta = 12$ en mediodía solar) para la que se desea calcular la temperatura. Erbs et al. obtuvieron los coeficientes de ajuste mostrados en la Tabla 2 a partir de datos de temperatura en varias ciudades EE.UU.

Tabla C.36: Coeficientes para el cálculo de la temperatura horaria con el método de Erbs [7]

k	1	2	3	4
a_k	0,4632	0,0984	0,0168	0,0138
b_k	3,805	0,360	0,822	3,513

La Figura C.1 representa la función

$$\frac{T - T_m}{T_{max} - T_{min}} = \sum_{k=1}^4 a_k \cos(k \cdot \tau - b_k) \quad (C.4)$$

utilizando el juego de coeficientes propuesto por Erbs et al.

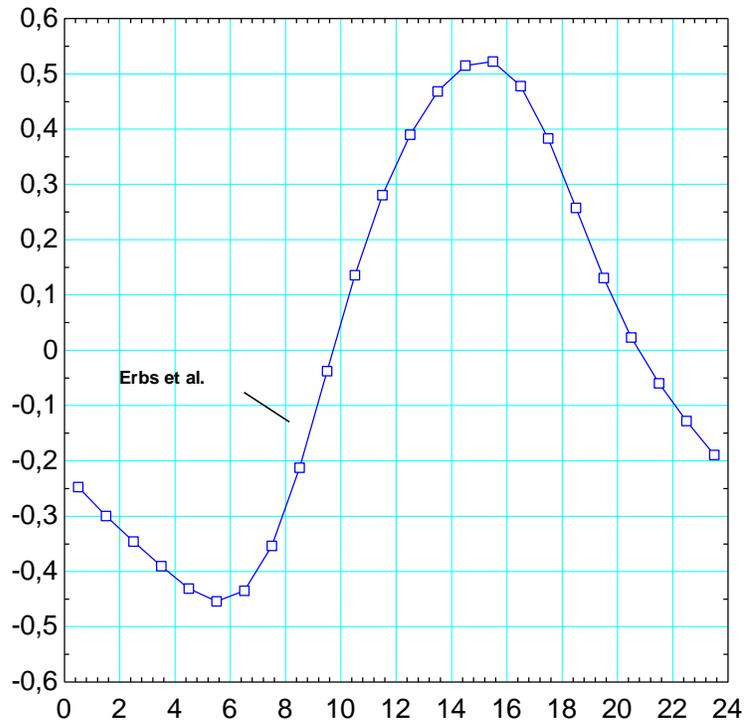


Figura C.46: Temperatura relativa horaria según el método de Erbs et al. [7, 8]

Observaciones

1) Debe de tenerse cuidado al utilizar los coeficientes de la Tabla 2 en ciertas localidades. Por ejemplo, uno no debería utilizar los coeficientes ajustados con datos climatológicos de ciudades del norte de Europa para estimar la temperatura en ciudades próximas al Mediterráneo. Cannistraro et al. [9] partiendo de datos para 29 ciudades europeas obtuvieron los siguientes coeficientes:

Tabla C.37: Coeficientes de ajuste distribución de temperatura Cannistraro [9]

k	1	2	3	4
a_k	0,3454	0,0732	0,0079	0,0057
b_k	3,727	0,432	1,337	3,453

En su artículo puede verse que la ecuación de ajuste produce buenos resultados con cualquiera de los juegos de coeficientes de ajuste en localidades del Centro y del Sur de Europa.

2) Si no se dispone de T_m y sí se dispone de T_{min} y T_{max} hágase

$$T_m = (T_{min} + T_{max}) / 2 \quad (C.5)$$

3) Si solo se dispone de T_m pero se conoce índice de claridad mensual K_T hágase

$$A = 25,8 K_T - 5,21 \quad (C.6)$$

Ejemplo 1: Estimación de la temperatura horaria en Zaragoza

A partir de los datos de temperatura media mensual dados para Zaragoza (Tabla 1) estímesese la temperatura a lo largo de un día representativo para cada mes del año según el método de Erbs. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.

Tabla C.38: Temperatura horaria media mensual.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0-1	4,4	6,0	8,1	10,2	14,2	18,1	21,1	21,1	17,7	12,9	7,9	5,3
1-2	4,0	5,5	7,5	9,6	13,6	17,4	20,3	20,4	17,1	12,4	7,5	4,9
2-3	3,7	5,0	7,0	9,1	13,0	16,8	19,7	19,8	16,5	11,9	7,1	4,6
3-4	3,3	4,6	6,5	8,6	12,5	16,3	19,1	19,2	16,0	11,4	6,7	4,3
4-5	3,0	4,2	6,0	8,1	12,0	15,7	18,5	18,7	15,5	11,0	6,3	4,0
5-6	2,8	4,0	5,7	7,9	11,8	15,4	18,2	18,4	15,3	10,8	6,1	3,8
6-7	3,0	4,1	5,9	8,1	12,0	15,7	18,5	18,7	15,5	11,0	6,3	4,0
7-8	3,6	4,9	6,9	9,0	13,0	16,7	19,6	19,7	16,5	11,8	7,0	4,6
8-9	4,7	6,3	8,5	10,6	14,6	18,6	21,5	21,6	18,1	13,3	8,2	5,6
9-10	6,1	8,0	10,5	12,6	16,7	20,8	24,0	23,9	20,2	15,1	9,7	6,8
10-11	7,5	9,7	12,4	14,5	18,8	23,0	26,4	26,2	22,3	16,9	11,2	8,1
11-12	8,6	11,2	14,1	16,2	20,6	24,9	28,4	28,1	24,1	18,4	12,4	9,1
12-13	9,5	12,2	15,3	17,4	21,9	26,3	29,9	29,5	25,4	19,6	13,3	9,9
13-14	10,1	13,0	16,2	18,3	22,8	27,3	31,0	30,6	26,3	20,4	14,0	10,5
14-15	10,5	13,4	16,8	18,8	23,4	27,9	31,7	31,2	26,9	20,9	14,4	10,8
15-16	10,5	13,5	16,9	18,9	23,5	28,0	31,8	31,3	27,0	20,9	14,4	10,9
16-17	10,2	13,1	16,3	18,4	22,9	27,5	31,1	30,7	26,4	20,5	14,1	10,5
17-18	9,4	12,2	15,3	17,3	21,8	26,2	29,8	29,5	25,3	19,5	13,3	9,9
18-19	8,4	10,9	13,8	15,9	20,3	24,6	28,1	27,8	23,8	18,2	12,2	9,0
19-20	7,4	9,7	12,4	14,5	18,8	23,0	26,3	26,1	22,3	16,9	11,1	8,0
20-21	6,6	8,6	11,2	13,3	17,5	21,6	24,8	24,7	21,0	15,7	10,2	7,3
21-22	5,9	7,8	10,2	12,3	16,5	20,5	23,7	23,6	20,0	14,9	9,5	6,7
22-23	5,4	7,1	9,4	11,6	15,7	19,7	22,7	22,7	19,2	14,2	8,9	6,2
23-24	4,9	6,5	8,7	10,9	14,9	18,9	21,9	21,9	18,4	13,5	8,4	5,7

C.4. Radiación solar

Se presenta aquí un procedimiento de cálculo de la radiación incidente sobre superficies planas no afectadas por sombras en cualquier localidad geográfica. Un ejemplo directo de aplicación sería un panel solar. El mínimo requerimiento de datos para aplicarlo a una localidad, aparte de los meramente geográficos, será la radiación diaria media para cada mes del año sobre superficie horizontal. A continuación se anota parte de la nomenclatura que será utilizada:

- ϕ Latitud, posición angular respecto del ecuador (-90° a 90°). Norte: positivo.
- δ Declinación, posición angular del sol al mediodía (cuando el sol está en el meridiano local) con respecto al plano del ecuador ($-23,45^\circ$ a $23,45^\circ$). Norte: positivo.
- β Pendiente, ángulo formado entre el plano de la superficie y la horizontal (0° a 180°).
- γ Angulo azimutal de la superficie, desviación de la proyección en un plano horizontal de la normal a la superficie con el meridiano local, con 0° hacia el Sur, negativo al Este y positivo al Oeste. (-180° a 180°).
- ω Angulo horario, desplazamiento angular del Sol desde el Este o el Oeste al meridiano local debido a la rotación de la Tierra sobre su eje a 15° por hora. Por la mañana negativo, al mediodía solar 0° y por la tarde positivo.
- θ Angulo de incidencia, ángulo formado por la radiación directa incidente en una superficie y la normal de dicha superficie.
- θ_z Cenit, ángulo de incidencia correspondiente a la superficie horizontal.
- G Radiación instantánea, W/m^2 .
- H Radiación diaria, $J/(día \cdot m^2)$.
- I Radiación horaria, $J/(h \cdot m^2)$.

Todas las ecuaciones utilizadas en este apartado provienen del libro de Duffie y Beckmann [10]. Otras fuentes que recopilan información sobre cálculos de radiación solar son: Hernandez [11], ASHRAE [12] y Kalogirou [13].

Radiación extraterrestre

La constante solar G_{sc} es la energía solar radiante, por unidad de tiempo, interceptada por una unidad de superficie perpendicular a la radiación solar y situada a una distancia del Sol igual a la distancia media entre la Tierra y el Sol. Duffie y Beckmann [10] adoptan el siguiente valor para la constante solar

$$G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2 \quad (C.7)$$

Como la distancia entre la Tierra y el Sol varía con el día del año también lo hace la radiación solar extraterrestre en un rango de $\pm 3\%$. Si n es el día del año (contando $n = 1$ el 1 de Enero) la radiación solar extraterrestre el día n viene dada por [10]

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360 n}{365} \right) \quad (C.8)$$

Algunos cálculos de radiación solar utilizan un día representativo para cada mes del año. La Tabla 5 indica el día del mes recomendado [10].

Tabla C.39: Día representativo del mes a efectos de los cálculos de radiación solar [10]

Mes	Días	n para el		Día representativo del mes		Declinación, δ
		día i del mes	Día del mes, i	Día del año, n		
Enero	31	i	17	17	-20,9	
Febrero	28	31+i	16	47	-13,0	
Marzo	31	59+i	16	75	-2,4	
Abril	30	90+i	15	105	9,4	
Mayo	31	120+i	15	135	18,8	
Junio	30	151+i	11	162	23,1	
Julio	31	181+i	17	198	21,2	
Agosto	31	212+i	16	228	13,5	
Septiembre	30	243+i	15	258	2,2	
Octubre	31	273+i	15	288	-9,6	
Noviembre	30	304+i	14	318	-18,9	
Diciembre	31	334+i	10	344	-23,0	

La radiación solar extraterrestre (incidente sobre un plano horizontal fuera de la atmósfera terrestre) puede calcularse como

$$G_o = G_{on} \cos(\theta_z) \quad (C.9)$$

donde

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (C.10)$$

Para aplicar la Ecuación 10 se requiere el ángulo horario

$$\omega = 15^\circ (h - 12) \quad (C.11)$$

correspondiente a la hora del día h , la latitud del lugar ϕ y la declinación δ que se calcula con la ecuación de Cooper [14]

$$\delta = 23,45 \sin \left((284 + n) \frac{360}{365} \right) \quad (C.12)$$

Integrando G_o entre los ángulos horarios correspondientes a la salida y puesta del sol, $-\omega_s$ y ω_s respectivamente, tendremos la radiación extraterrestre diaria sobre una superficie horizontal

$$H_o = \frac{24 \bullet 3600 G_{on}}{\pi} \left(\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \phi \sin \delta \right) \quad (C.13)$$

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta) \quad (C.14)$$

Del mismo modo, podemos calcular la radiación extraterrestre horizontal durante una hora. Calcularemos primero los ángulos solares ω_1 y ω_2 correspondientes al principio y al final de la hora, respectivamente. Luego por integración de G_o resulta

$$I_o = \frac{12 \cdot 3600 G_{on}}{\pi} \left(\cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi (\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin \phi \sin \delta \right) \quad (C.15)$$

La Ecuación 15 puede utilizarse también para periodos de tiempo distintos de una hora.

Ejemplo 2: Radiación extraterrestre en Zaragoza

En la Tabla 6 se proporcionan los resultados obtenidos para la radiación extraterrestre horaria I_o (kW/m^2) y para la radiación diaria H_o ($\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$).

Tabla C.40: Radiación extraterrestre horaria y diaria en Zaragoza.

I_o (kW/m^2)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
4-5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5-6	0,00	0,00	0,00	0,04	0,16	0,23	0,20	0,08	0,00	0,00	0,00	0,00
6-7	0,00	0,00	0,10	0,28	0,41	0,46	0,44	0,33	0,17	0,02	0,00	0,00
7-8	0,05	0,18	0,35	0,53	0,65	0,69	0,67	0,58	0,42	0,24	0,08	0,03
8-9	0,26	0,41	0,59	0,75	0,86	0,90	0,88	0,80	0,65	0,46	0,30	0,22
9-10	0,44	0,60	0,78	0,94	1,03	1,07	1,05	0,97	0,84	0,65	0,48	0,40
10-11	0,57	0,73	0,91	1,07	1,16	1,18	1,17	1,10	0,97	0,78	0,61	0,53
11-12	0,64	0,80	0,98	1,14	1,22	1,25	1,23	1,17	1,04	0,85	0,68	0,59
H_o ($\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$)	14,2	19,6	26,7	34,2	39,6	41,8	40,6	36,2	29,4	21,7	15,5	12,8

En la Tabla 7 se comparan los resultados de la radiación diaria extraterrestre con los datos de las medias mensuales para radiación sobre superficie horizontal proporcionados en la Tabla 1. Como puede apreciarse la atenuación de la radiación por la atmosfera terrestre esta próxima al 50%, siendo considerablemente mayor en invierno que en verano.

Tabla C.41: Radiación media diaria sobre superficie horizontal en Zaragoza.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
H ($\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$)	6,4	9,8	13,8	17,4	21,5	23,8	25,3	22,5	16,5	11,6	7,5	5,7
$K_T = H/H_o$	0,45	0,50	0,52	0,51	0,54	0,57	0,62	0,62	0,56	0,54	0,48	0,45

Radiación sobre una superficie horizontal

Estimación de la componente difusa de la radiación total diaria (media mensual)

Si se conoce la radiación solar diaria media mensual H en una localidad puede estimarse la fracción correspondiente a la componente difusa H_d utilizando el método de Erbs et al. [15]. Primero se calcula el índice de claridad mensual

$$K_T = H / H_o \quad (C.16)$$

Luego

$$\text{Si } \omega_s \leq 81,4^\circ: \frac{H_d}{H} = 1,391 - 3,560 K_T + 4,189 K_T^2 - 2,137 K_T^3 \quad (C.17a)$$

$$\text{Si } \omega_s > 81,4^\circ: \frac{H_d}{H} = 1,311 - 3,022 K_T + 3,427 K_T^2 - 1,821 K_T^3 \quad (C.17b)$$

Estimación de la radiación horaria a partir de la radiación diaria (media mensual)

Si se conoce la radiación solar diaria media mensual H en una localidad, puede estimarse la fracción correspondiente a una de las horas del día $r_t = I/H$ con el método propuesto por Collares-Pereira y Rabl [16].

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s} \quad (C.18a)$$

$$a = 0,4090 + 0,5016 \sin (\omega - 60) \quad (C.18b)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \sin (\omega - 60) \quad (C.18c)$$

En estas ecuaciones ω es el ángulo horario correspondiente a la mitad de la hora en cuestión y ω_s corresponde a la puesta del sol en el día en cuestión. El valor de r_t determina la radiación horaria

$$I = r_t \cdot H \quad (C.19)$$

Un procedimiento similar fue propuesto por Liu y Jordan [17] para la radiación difusa. Sea H_d la componente difusa de la radiación solar diaria media mensual sobre una localidad. Entonces, la fracción correspondiente a cada una de las horas del día $r_d = I_d/H_d$ se aproxima por

$$r_d = \frac{I_o}{H_o} = \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \frac{\pi \omega_s}{180} \cos \omega_s} \quad (C.20)$$

Calculadas la radiación total horaria I y su componente difusa I_d

$$I_d = r_d H_d \quad (C.21)$$

también podemos calcular la radiación directa como diferencia de total y difusa

$$I_b = I - I_d \quad (C.22)$$

Ejemplo 3: Distribución horaria de la radiación sobre superficie horizontal en Zaragoza

En la Tabla 8 se proporcionan los resultados obtenidos para la radiación total horaria I (kW/m^2) y para la radiación total diaria calculada como suma H_{Σ} ($\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$). Véase cómo el reparto por horas de la radiación total diaria no produce un error significativo al recalcular el valor de partida que se muestra en la última fila.

Tabla C.42: Distribución horaria de la radiación sobre superficie horizontal en Zaragoza.

I (kW/m^2)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
5-6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,10	0,09	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00
6-7	0,00	0,00	0,03	0,11	0,18	0,22	0,23	0,16	0,07	0,00	0,00	0,00
7-8	0,01	0,07	0,15	0,23	0,32	0,36	0,38	0,31	0,20	0,10	0,03	0,00
8-9	0,10	0,18	0,28	0,36	0,45	0,50	0,53	0,47	0,34	0,22	0,13	0,08
9-10	0,19	0,29	0,40	0,48	0,58	0,63	0,67	0,62	0,47	0,34	0,23	0,17
10-11	0,27	0,38	0,50	0,58	0,67	0,72	0,78	0,73	0,57	0,44	0,31	0,24
11-12	0,31	0,43	0,55	0,63	0,72	0,77	0,83	0,79	0,63	0,49	0,35	0,28
H_{Σ} $\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$	6,4	9,7	13,7	17,3	21,5	23,8	25,3	22,4	16,4	11,5	7,5	5,6
H $\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})^*$	6,4	9,8	13,8	17,4	21,5	23,8	25,3	22,5	16,5	11,6	7,5	5,7

Ejemplo 4: Radiación difusa horaria sobre superficie horizontal en Zaragoza

En la Tabla 9 se proporcionan los resultados obtenidos para la radiación difusa horaria I_d (kW/m^2) y para radiación difusa total diaria H_d ($\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$).

Tabla C.43: Distribución horaria de radiación difusa sobre superficie horizontal en Zaragoza.

I_d	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
5-6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,05	0,04	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00
6-7	0,00	0,00	0,02	0,06	0,09	0,10	0,09	0,07	0,03	0,00	0,00	0,00
7-8	0,00	0,04	0,08	0,11	0,14	0,14	0,13	0,11	0,09	0,05	0,02	0,00
8-9	0,05	0,08	0,13	0,16	0,18	0,19	0,17	0,16	0,14	0,09	0,06	0,04
9-10	0,09	0,12	0,17	0,20	0,22	0,22	0,21	0,19	0,18	0,13	0,10	0,08
10-11	0,11	0,14	0,20	0,23	0,24	0,25	0,23	0,22	0,20	0,15	0,12	0,11
11-12	0,13	0,16	0,21	0,24	0,26	0,26	0,24	0,23	0,22	0,16	0,13	0,12
H_d	2,8	3,8	5,7	7,3	8,4	8,7	8,0	7,2	6,1	4,1	3,1	2,5
K_T	0,45	0,50	0,52	0,51	0,54	0,57	0,62	0,62	0,56	0,54	0,48	0,45
H_d/H	0,44	0,39	0,41	0,42	0,39	0,36	0,32	0,32	0,37	0,36	0,41	0,45

Radiación sobre una superficie inclinada

Una superficie inclinada con pendiente β sobre la horizontal tiene un factor de vista del cielo dado por $R_d = (1 + \cos \beta)/2$. Si la radiación difusa es isotrópica R_d será también la fracción de la radiación difusa que recibe la superficie inclinada con respecto a la que recibe una superficie horizontal. La superficie inclinada tiene un factor de vista del suelo dado por $1 - R_d = (1 - \cos \beta)/2$. Si los alrededores reflejan una fracción ρ_g de la radiación solar (albedo), la radiación reflejada hacia la superficie será $I \rho_g (1 - \cos \beta)/2$. La radiación total recibida por la superficie inclinada durante una hora será la suma de tres términos

$$I_t = I_b R_b + I_d (1 + \cos \beta)/2 + I \rho_g (1 - \cos \beta)/2 \quad (C.23)$$

con

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (C.24)$$

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad (C.25)$$

Ejemplo 5: Radiación horaria sobre superficie inclinada en Zaragoza

En la Tabla 10 se muestran los resultados obtenidos para la radiación total horaria I_t (kW/m²) y diaria H_t (MJ/(m² día)) correspondientes a los días representativos de cada mes del año para una superficie orientada al Sur e inclinada 45°. Se considero un albedo $\rho_g = 0,2$. En la Tabla 11 se muestran, respectivamente, la radiación total diaria H_t (MJ/(m²·día)) y anual A_t (GJ/(m²·año) en función de la inclinación.

Tabla C.44: Distribución de la radiación sobre una superficie inclinada 45° en Zaragoza.

I_t	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
5-6	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,04	0,04	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
6-7	0,00	0,00	0,05	0,08	0,11	0,12	0,12	0,11	0,07	0,00	0,00	0,00
7-8	0,07	0,13	0,18	0,22	0,25	0,27	0,29	0,27	0,21	0,16	0,10	0,06
8-9	0,20	0,28	0,33	0,36	0,40	0,42	0,46	0,45	0,38	0,32	0,24	0,18
9-10	0,33	0,43	0,48	0,50	0,54	0,56	0,62	0,62	0,54	0,48	0,38	0,31
10-11	0,43	0,55	0,60	0,61	0,65	0,67	0,74	0,75	0,67	0,61	0,49	0,42
11-12	0,49	0,61	0,67	0,67	0,71	0,73	0,80	0,82	0,74	0,68	0,55	0,47
H_t	11,0	14,4	16,6	17,6	19,4	20,3	22,1	21,9	18,7	16,1	12,6	10,4

Tabla C.45: Radiación sobre superficie inclinada mensual y anual en Zaragoza.

H_t	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	A_t
90°	10,4	12,3	12,2	10,8	10,2	9,9	10,8	12,3	12,9	13,2	11,7	10,2	4,2
75°	11,3	13,7	14,4	13,6	13,8	13,7	15,0	16,2	15,6	15,0	12,7	10,9	5,0
60°	11,5	14,5	15,9	16,0	16,9	17,2	18,8	19,5	17,6	16,0	13,1	11,0	5,7
45°	11,0	14,4	16,6	17,6	19,4	20,3	22,1	21,9	18,7	16,1	12,6	10,4	6,1
30°	10,0	13,5	16,4	18,3	21,0	22,4	24,2	23,2	18,9	15,4	11,5	9,3	6,2
15°	8,4	11,9	15,4	18,2	21,7	23,7	25,4	23,3	18,1	13,8	9,7	7,7	6,0
H (0°)	6,4	9,7	13,7	17,3	21,5	23,8	25,3	22,4	16,4	11,5	7,5	5,6	5,5

Ejemplo 6: Radiación horaria sobre superficie vertical según la orientación en Zaragoza

En la Tabla 12 se presentan los resultados obtenidos para la radiación total diaria H_t (MJ/(m²·día)) y anual A_t (GJ/(m²·año)) sobre superficie vertical en función de la orientación. Se ha considerado un albedo $\rho_g = 0,2$.

Tabla C.46: Radiación sobre superficie vertical con distintas orientaciones en Zaragoza.

H_t	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	A
N	2,1	2,9	4,2	5,7	7,3	8,3	8,2	6,7	4,7	3,2	2,3	1,8	1,7
NE y NO	2,3	3,4	5,5	7,8	9,9	11,0	11,5	10,0	6,6	3,9	2,6	2,0	2,3
E y O	4,6	6,4	8,7	10,5	12,4	13,3	14,4	13,6	10,1	7,3	5,3	4,2	3,4
SE y SO	8,2	10,0	11,2	11,4	12,0	12,2	13,4	13,9	12,3	11,0	9,3	7,9	4,0
S	10,4	12,3	12,2	10,8	10,2	9,9	10,8	12,3	12,9	13,2	11,7	10,2	4,2
$H (0^\circ)$	6,4	9,7	13,7	17,3	21,5	23,8	25,3	22,4	16,4	11,5	7,5	5,6	5,5

C.5. Temperatura del terreno

Kusuda y Achenbach [18] propusieron la siguiente ecuación para determinar la temperatura del terreno T (°C) no alterado en función de la profundidad z (m).

$$T = T_m - A_a \exp \left[-z \left(\frac{\pi}{365 \alpha} \right)^{0,5} \right] \cos \left\{ \frac{2 \pi}{365} \left[n - n_{\min} - \frac{z}{2} \left(\frac{365}{\pi \alpha} \right)^{0,5} \right] \right\} \quad (\text{C.26})$$

donde T_m (°C) es la temperatura media anual de la superficie (puede sustituirse por la del aire), A_a (K) es la amplitud de temperaturas a lo largo del año, n es el día del año en el que queremos determinar la temperatura, n_{\min} es el día con menor temperatura superficial y α (m²/día) es la difusividad térmica del terreno. Debe anotarse, para evitar confusiones, que el argumento de la función trigonométrica se expresa en radianes. La difusividad térmica puede calcularse con la siguiente ecuación propuesta en ASHRAE [19]:

$$\alpha = \frac{86,4 k_s}{\rho_s [c_s + c_w (w/100)]} \quad (\text{C.27})$$

donde k_s (W/(m·K)) es la conductividad térmica del terreno seco, ρ_s (m³/kg) su densidad, y c_s (kJ/(kg·K)) su calor específico; c_w (kJ/(kg·K)) es el calor específico del agua líquida y w (% base seca) es la humedad del terreno. El valor de α varía significativamente con la naturaleza del terreno. En el Ejemplo 4 del Capítulo 12 del libro 2012 ASHRAE Handbook se obtiene como resultado un valor de 0,019 m²/día. En el estudio de Kusuda y Achenbach [18] se obtienen valores entre 0,018 y 0,094 m²/día para diferentes terrenos en USA. Hillel [20] proporciona una grafica con límites aproximados de 0,015 y 0,100 m²/día.

Ejemplo 7: Temperatura del terreno en una ciudad hipotética según la profundidad

A modo de ejemplo se aplica la ecuación de Kusuda y Achenbach con las siguientes hipótesis:

1. La temperatura superficial es idéntica a la temperatura del aire. La temperatura media anual $T_m = 15^\circ\text{C}$ es la de Zaragoza (Tabla 1).
2. La amplitud de temperaturas es $A_a = 15$ K. Entonces $T_{\min} = T_m - A_a = 0^\circ\text{C}$ (En Zaragoza $T_{\min} = 2,4^\circ\text{C}$, Enero) y $T_{\max} = T_m + A_a = 30^\circ\text{C}$ (En Zaragoza $T_{\max} = 31,5^\circ\text{C}$, Julio).
3. El día con menor temperatura ambiente es el 30 de Enero; es decir, $n_{\min} = 30$.

La Figura 2 muestra la temperatura del terreno a lo largo del año y a distintas profundidades para una difusividad térmica $\alpha = 0,030$ m²/día. Como puede apreciarse a una profundidad $z = 5$ m, o mayor, la diferencia de temperatura con la media anual es menor que 1 K.

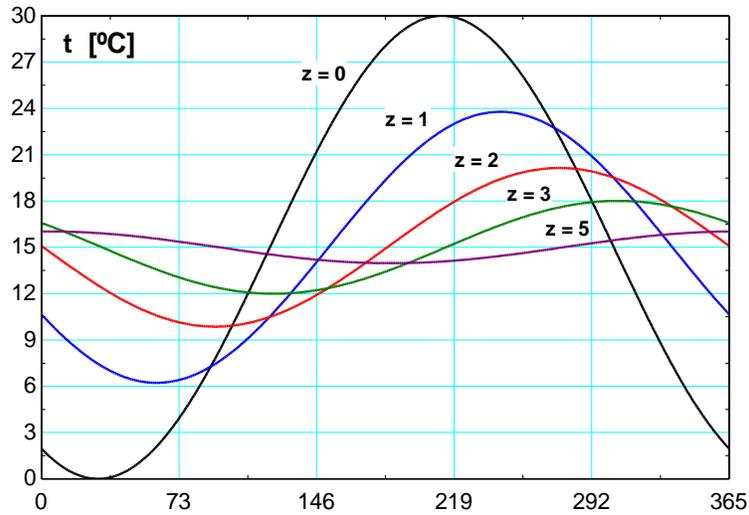


Figura C.2: Temperatura del terreno a lo largo del año a distintas profundidades ($\alpha = 0,030 \text{ m}^2/\text{día}$).

En la Figura 3 se muestra cómo varía la temperatura anual a una profundidad $z = 3 \text{ m}$ en terrenos con diferente difusividad térmica. Los resultados se han obtenido con un modelo de cálculo programado con EES y contrastado con el programa de Nofzinger [21].

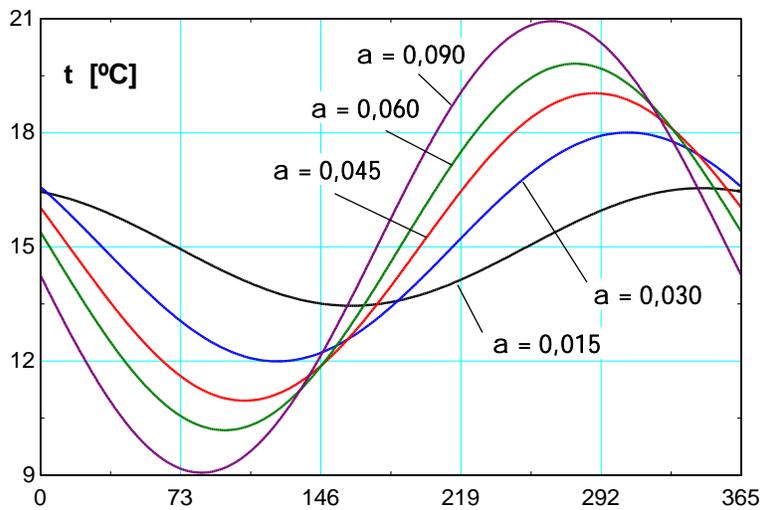


Figura C.3: Temperatura del terreno a lo largo del año para distintas conductividades ($z = 3 \text{ m}$)

C.6. Nomenclatura

A	Amplitud de temperaturas del aire a lo largo del día (K)
Aa	Amplitud (semi) de temperaturas en el suelo a lo largo del año (K)
c_s	Calor específico del terreno seco (kJ/(kg·K))
c_w	Calor específico del agua (kJ/(kg·K))
GD15	Grados día en base 15 del mes (K·día)
G	Radiación instantánea (W/m ²)
G_{SC}	Constante solar (1367 W/m ²)
G_{on}	Radiación normal extraterrestre en el día “n” del año (W/m ²)
G_o	Radiación extraterrestre incidente sobre superficie horizontal (W/m ²)
H	Radiación diaria sobre superficie horizontal (J/(m ² ·día))
H_d	Radiación diaria difusa (J/(día·m ²))
H_o	Radiación diaria extraterrestre sobre superficie horizontal (J/(día·m ²))
I	Radiación horaria (J/(h·m ²))
I_o	Radiación horaria sobre superficie horizontal (J/(h·m ²))
I_b	Radiación horaria directa (beam) sobre superficie horizontal (J/(h·m ²))
I_d	Radiación horaria difusa sobre superficie horizontal (J/(h·m ²))
I_t	Radiación horaria total sobre una superficie inclinada (J/(h·m ²))
K_T	Índice de claridad del cielo (adimensional)
n	Día del año (n = 1 corresponde al 1 de Enero)
n_{min}	Día del año con temperatura mínima del terreno
k_s	Conductividad térmica del terreno seco (W/(m·K))
T	Temperatura (°C)
T_{min}	Temperatura mínima (°C)
T_{max}	Temperatura máxima (°C)
T_m	Temperatura media (°C)
T_r	Temperatura del agua de red (°C)
w	Humedad relativa del terreno (%)
z	Profundidad del terreno a la que se quiere estimar la temperatura (m)
α	Difusividad térmica del terreno (m ² /día)
β	Pendiente de la superficie de captación (°)
γ	Ángulo acimutal de la superficie de captación (°)
δ	Declinación (°)
θ	Ángulo de incidencia (°)
θ_z	Ángulo de incidencia en el azimut (°)
ρ_s	Densidad del terreno seco (kg/m ³)
ρ_g	Reflectancia del terreno - Albedo
τ	Hora solar angular (rad)
ϕ	Latitud (°)
ω	Ángulo horario (°)
ω_s	Ángulo horario correspondiente a la puesta del Sol (°)

C.7. Bibliografía

Referencias

- [C.1] AEMET. Asociación Española de Meteorología.
<http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos>
[Consulta: 6 de febrero de 2013]
- [C.2] *Guía resumida del clima en España 1971-2000*. Ministerio de Medio Ambiente, 2001.
- [C.3] UNE 94003. *Datos climáticos para el dimensionado de instalaciones solares térmicas*. Septiembre 2007.
- [C.4] UNE 94002. *Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente. Cálculo de la demanda de energía térmica*. Junio 2005.
- [C.5] UNE 100-002-88. *Climatización - Grados•día base 15°C*. Febrero 1988.
- [C.6] J. Frago. *Análisis económico y geográfico de sistemas de calefacción de distrito con acumulación estacional*. Proyecto Fin de Carrera, CPS, Universidad de Zaragoza, 2011.
- [C.7] D.G. Erbs, S.A. Klein, W.A. Beckman. *Estimation of degree-days and ambient temperature bin data from monthly-average temperatures*. ASHRAE Journal, 1983; 25; 6:60-65.
- [C.8] D.G. Erbs. *Models and applications for weather statistics related to building heating and cooling loads*. Ph. D. Thesis, Mechanical Engineering Dept., University of Wisconsin-Madison, 1984.
- [C.9] G. Cannistraro, et al. *Reduced weather data for building climatization and application to 29 european locations*. Energy, Vol. 20, Nº 7, pp. 637-646, 1995.
- [C.10] J.A Duffie, W.A. Beckman. *Solar Engineering of Thermal Processes* (3ª ed.). Wiley, 2006.
- [C.11] M.A. Hernández. *Estimación de la radiación solar y aplicaciones*. Gobierno de Navarra, 2005.
- [C.12] ASHRAE Handbook: *Fundamentals: Cap. 14. Climatic Design Information*. ASHRAE, 2009.
- [C.13] S.A. Kalogirou. *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. Academic Press, 2009.
- [C.14] P.I. Cooper. *The absorption of radiation in solar stills*. Solar Energy, 1969;12;3:333-346.
- [C.15] D.G. Erbs, S.A. Klein, J.A. Duffie. *Estimation of diffuse radiation fraction for hourly, daily, and monthly-average global radiation*. Solar Energy, 1982;28;4:293-302.

- [C.16] M. Collares-Pereira, A. Rabl. *The average distribution of solar radiation - Correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values*. Solar Energy, 1979;22;2:155-184.
- [C.17] B.Y.H. Liu, R.C. Jordan RC. *The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation*. Solar Energy, 1960;4;3:1-19.
- [C.18] T. Kusuda, P.R. Achenbach. *Earth temperature and thermal diffusivity at selected stations in the United States*. ASHRAE Transactions, 1965;Vol 71; Part I, Chapter 1914:61-75.
- [C.19] ASHRAE Handbook: *Fundamentals: Cap. 12. District Heating and Cooling*. ASHRAE, 2012.
- [C.20] Hillel D. *Introduction to Environmental Soil Physics*. Elsevier, 2004.
- [C.21] D.L. Nofziger. *Soil temperature changes with time and depth*. 2005.
<http://soilphysics.okstate.edu/software/SoilTemperature/document.pdf> [Consulta: 6 de febrero de 2013]

Otras fuentes de datos

- (1) Pinazo JM. *Guía técnica de condiciones climáticas exteriores de proyecto*. IDAE, 2010.
- (2) RD 314/2006. *Código Técnico de la Edificación. Documento Básico HE: Ahorro de energía*. BOE, 2006.
- (3) Gallardo V, Fernandez JM. *Integración de los sistemas solares térmicos en la edificación*. Ferroli - Isofotón, 2004.
- (4) Energy Plus Weather Data
http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data.cfm [Consulta: 6 de febrero de 2013]
- (5) Meteonorm
<http://www.meteonorm.com> [Consulta: 6 de febrero de 2013]

ANEXO D: Demanda, zonas climáticas y selección de ciudades.

D.1. Introducción

El funcionamiento de los sistemas de calefacción solar con acumulación estacional depende de la demanda de energía térmica a satisfacer, que en el sector residencial comercial consiste en la calefacción y el consumo de agua caliente sanitaria [1]. Lógicamente, las condiciones climáticas del lugar de implantación determinan la cantidad de recurso solar disponible y condicionan la demanda. En este anexo se muestran los datos públicos sobre clima y demanda que se han considerado para el diseño de los sistemas CSHPSS y se procede a la selección de ciudades para la evaluación de su potencial de aplicación en España de los sistemas solares térmicos.

D.2. Zonas climáticas

El Código Técnico de la Edificación (CTE) en su Documento Básico HE1 [2]: Ahorro de energía, Sección 1: Limitación de demanda energética, Apéndice D: Zonas climáticas, dice:

D.1 Determinación de la zona climática a partir de valores tabulados

La zona climática de cualquier localidad en la que se ubiquen los edificios se obtiene de la Tabla D.1 del apéndice D del CTE (se omite aquí) en función de la diferencia de altura que exista entre dicha localidad y la altura de referencia de la capital de su provincia. Si la diferencia de altura fuese menor de 200 m o la localidad se encontrase a una altura inferior que la de referencia, se tomará, para dicha localidad, la misma zona climática que la que corresponde a la capital de provincia.

D.2 Determinación de la zona climática a partir de registros climáticos

1 La determinación de zonas climáticas, para localidades que dispongan de registros climáticos contrastados, se obtendrá a partir del cálculo de las severidades climáticas de invierno y de verano para dichas localidades.

2 Una vez obtenidas las dos severidades climáticas, la zona climática se determinará localizando los dos intervalos correspondientes en los que se encuentran dichas severidades, de acuerdo con la Tabla 1.

3 La severidad climática combina los grados-día y la radiación solar de la localidad, de forma que se puede demostrar que cuando dos localidades tienen la misma severidad climática de invierno (SCI) la demanda energética de calefacción de un mismo edificio situado en ambas localidades es sensiblemente igual. Lo mismo es aplicable para la severidad climática de verano (SCV).

6 Combinando las 5 divisiones de invierno con las 4 de verano se obtendrían 20 zonas distintas, de las cuales se han retenido únicamente las 12 en las cuales se ubican las localidades españolas.

7 Las 12 zonas retenidas se identifican mediante una letra, correspondiente a la división de invierno, y un número, correspondiente a la división de verano, como se muestra en la Tabla 1.

Tabla D.47: Clasificación de las zonas climáticas del CTE [2]

	SC Invierno: Grado de severidad $A < B < C < D < E$				
SC Verano: Grado de severidad $4 > 3 > 2 > 1$	A4	B4	C4	D3	E1
	A3	B3	C3		
	C2		D2		
	C1		D1		

El Código Técnico de la Edificación (CTE) en su Documento Básico HE: Ahorro de energía, Sección 4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria, Apartado 3.1.2: Zonas climáticas, dice:

En la Figura 1 y en la Tabla 2 se marcan los límites de zonas homogéneas a efectos de la exigencia (contribución solar mínima anual que debe aportar la energía solar al suministro de agua caliente sanitaria). Las zonas se han definido teniendo en cuenta la Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H), tomando los intervalos que se relacionan para cada una de las zonas, como se indica a continuación:

Tabla D.48: Radiación solar global media diaria anual sobre superficie horizontal [2]

Zona Climática	MJ/(m ² ·día)	kWh/(m ² ·día)
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$

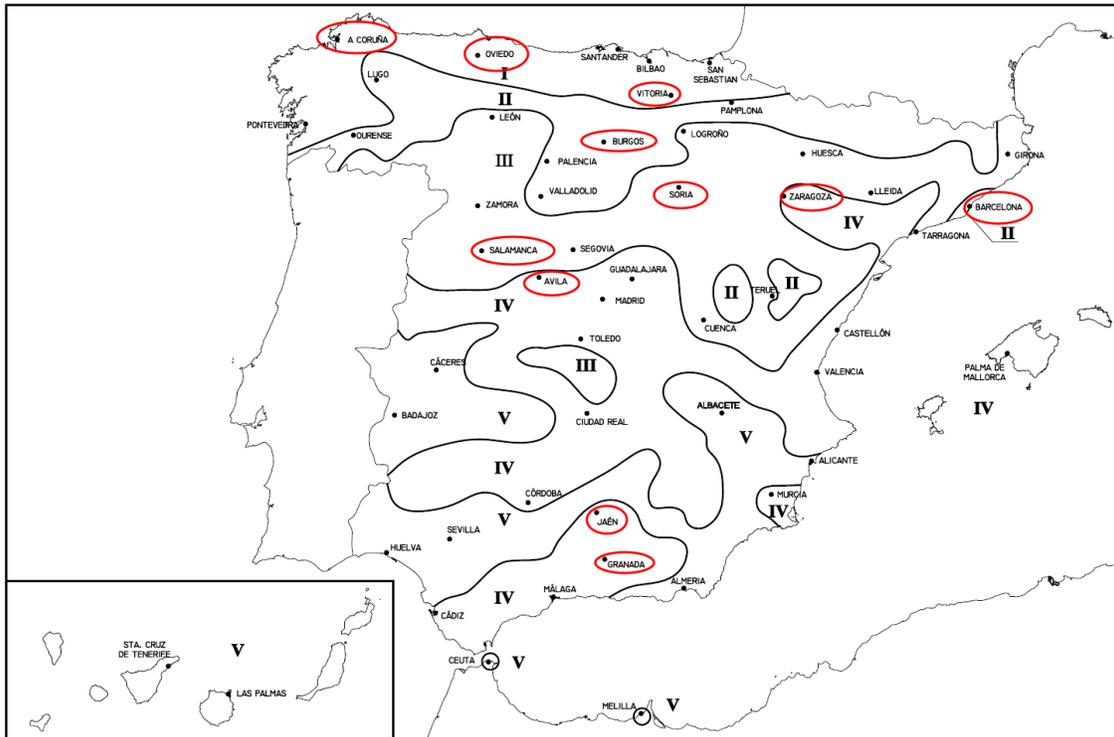


Figura D.47: Zonas climáticas según radiación global media diaria anual sobre superficie horizontal [2]

En resumen, la normativa española reconoce tres criterios para clasificar las distintas localidades con relación al suministro de servicios energéticos de calefacción, refrigeración y ACS. La Tabla 3 indica cómo se clasifican las capitales de provincia según dichos criterios.

Tabla D.49: Compendio de las zonificaciones climáticas

A		B		C		D		E	
4	V	Almería	V	Alicante Huelva Sevilla	V	Badajoz Cáceres			
			IV	Córdoba	IV	Jaén Toledo			
3	V	Melilla Las Palmas de Gran Canaria Santa Cruz de Tenerife	V	Ceuta			V	Albacete	
	IV	Cádiz Málaga	IV	Castellón Murcia Palma de Mallorca Valencia	IV	Granada	IV	Ciudad Real Guadalajara Madrid Zaragoza	
			III	Tarragona			III	Lérida	
2				III	Gerona	III	Cuenca Huesca Salamanca Segovia Teruel Zamora		
				II	Barcelona Orense	II	Logroño Valladolid		
1								IV	Ávila
								III	León Soria
						II	Lugo Palencia Pamplona	II	Burgos
				I	Bilbao La Coruña Donostia Oviedo Pontevedra Santander	I	Vitoria		

Severidad climática de invierno: A < B < C < D < E

Severidad climática de verano: 4 > 3 > 2 > 1

Radiación solar: V > IV > III > II > I

D.3. Calificación energética de edificios

Los documentos normativos *Escala de calificación energética, Edificios de nueva construcción* [3] y *Escala de calificación energética, Edificios existentes* [4], publicados por el IDAE, proporcionan valores de referencia para los consumos específicos (en kWh/m²) de calefacción, refrigeración y ACS, para bloques de viviendas (Tabla 4) y viviendas unifamiliares (Tabla 5).

Tabla D.50: Demanda de referencia (kWh/(m² a)) para bloques de viviendas de nueva construcción [3] y existentes [4].

Localidad	Calefacción		Refrigeración		ACS
	Bloques nuevos	Bloques existentes	Bloques nuevos	Bloques existentes	Bloques nuevos y existentes
Albacete	49,1	135,9	9,7	17,1	13,1
Alicante	13,2	49,2	16,7	29,4	12,3
Almería	10,8	36,5	19,1	33,7	12,1
Ávila	69,5	187,5	0,0	0,0	13,7
Badajoz	27,4	85,4	17,1	30,2	12,6
Barcelona	28,3	87,4	8,0	14,6	12,8
Bilbao	40,0	106,1	0,0	0,0	13,0
Burgos	77,1	193,6	0,0	0,0	13,8
Cáceres	32,1	92,5	19,0	33,5	12,7
Cádiz	9,0	33,7	14,6	25,7	12,3
Castellón	21,4	64,3	13,1	23,1	12,5
Ceuta	18,3	60,6	5,7	10,1	12,6
Ciudad Real	45,0	116,2	13,2	23,3	13,0
Córdoba	23,5	64,2	22,4	39,5	12,4
Cuenca	60,9	156,2	5,6	10,2	13,3
Gerona	42,4	110,2	6,4	11,7	13,0
Granada	37,4	106,6	12,5	22,0	12,9
Guadalajara	50,4	132,2	7,8	13,8	13,1
Huelva	12,6	43,0	18,3	32,2	12,3
Huesca	50,6	137,9	7,9	14,5	13,1
Jaén	26,2	83,5	22,3	39,4	12,3
La Coruña	30,0	93,1	0,0	0,0	13,0
Las Palmas de Gran Canaria	3,5	-	11,1	19,6	11,8
León	65,5	179,1	0,0	0,0	13,6
Lérida	42,0	117,9	12,4	21,9	13,0
Logroño	47,4	132,2	5,9	10,8	13,2
Lugo	60,2	154,8	0,0	0,0	13,5
Madrid	43,2	121,2	10,8	19,1	13,0
Málaga	13,4	41,4	16,1	28,4	12,3
Melilla	9,3	31,6	14,2	25,1	12,2
Murcia	19,8	59,8	12,5	22,0	12,5
Orense	43,2	105,4	5,7	10,5	13,0
Oviedo	48,3	122,8	0,0	0,0	13,3
Palencia	61,2	160,7	0,0	0,0	13,5
Palma de Mallorca	14,4	51,0	15,9	28,1	12,4
Pamplona	57,5	152,5	0,0	0,0	13,3
Pontevedra	26,5	86,1	0,0	0,0	12,9
Salamanca	62,3	161,0	2,7	4,9	13,5
San Sebastián	46,9	118,8	0,0	0,0	13,2
Santander	33,0	96,2	0,0	0,0	13,0
Santa Cruz de Tenerife	3,5	-	15,6	27,5	11,8
Segovia	65,7	162,0	4,2	7,6	13,5
Sevilla	16,6	52,9	23,4	41,2	12,3
Soria	72,1	187,1	0,0	0,0	13,7
Tarragona	21,8	62,8	16,4	28,9	12,4
Teruel	64,5	163,8	2,8	5,2	13,5
Toledo	39,0	106,2	18,9	33,4	12,8
Valencia	21,3	64,5	12,6	22,3	12,5
Valladolid	60,6	155,1	4,5	8,3	13,3
Vitoria	65,4	163,6	0,0	0,0	13,5
Zamora	56,3	148,4	5,3	9,7	13,3
Zaragoza	40,6	116,0	11,4	20,1	12,9

Tabla D.51: Demanda de referencia (kWh/(m² a)) para viviendas unifamiliares de nueva construcción [3] y existentes [4].

Localidad	Calefacción		Refrigeración		ACS
	Viviendas nuevas	Viviendas existentes	Viviendas nuevas	Viviendas existentes	Viviendas nuevas y existentes
Albacete	75,2	172,3	13,9	23,5	17,9
Alicante	23,0	76,9	24,2	40,9	16,8
Almería	19,8	44,7	27,7	46,8	16,6
Ávila	101,0	221,5	0,0	0,0	18,7
Badajoz	41,6	123,1	25,1	42,4	17,2
Barcelona	43,4	117,1	12,1	21,3	17,4
Bilbao	61,9	132,0	0,0	0,0	17,8
Burgos	113,1	234,2	0,0	0,0	18,8
Cáceres	48,4	109,7	27,8	46,9	17,3
Cádiz	17,2	50,7	21,4	36,1	16,7
Castellón	35,5	91,1	19,4	32,7	17,1
Ceuta	31,2	75,2	8,4	14,2	17,2
Ciudad Real	66,4	144,3	18,9	31,9	17,8
Córdoba	38,3	78,8	32,2	54,4	16,9
Cuenca	89,3	193,4	8,3	14,6	18,2
Gerona	63,7	135,4	9,8	17,2	17,7
Granada	55,9	127,5	17,7	29,9	17,6
Guadalajara	74,8	146,9	11,4	19,2	17,9
Huelva	21,5	70,4	26,4	44,6	16,7
Huesca	74,6	171,5	11,7	20,7	17,9
Jaén	39,9	104,8	31,8	53,7	16,7
La Coruña	46,6	117,2	0,0	0,0	17,8
Las Palmas de Gran Canaria	9,3	-	16,4	27,7	16,2
León	95,7	223,8	0,0	0,0	18,6
Lérida	62,3	145,6	18,3	30,9	17,7
Logroño	70,8	166,0	9,0	15,9	17,9
Lugo	89,5	195,6	0,0	0,0	18,5
Madrid	64,4	149,8	15,7	26,5	17,7
Málaga	24,2	50,6	23,3	39,4	16,7
Melilla	17,5	45,0	20,9	35,3	16,7
Murcia	33,0	85,3	18,5	31,3	17,1
Orense	66,1	136,2	9,1	16,0	17,7
Oviedo	73,1	152,4	0,0	0,0	18,1
Palencia	90,0	210,3	0,0	0,0	18,4
Palma de Mallorca	25,1	74,6	23,3	39,4	16,9
Pamplona	85,3	185,1	0,0	0,0	18,2
Pontevedra	41,2	109,6	0,0	0,0	17,5
Salamanca	91,1	220,4	4,5	8,0	18,4
San Sebastián	71,4	140,3	0,0	0,0	18,0
Santander	51,3	120,0	0,0	0,0	17,8
Santa Cruz de Tenerife	9,3	-	22,7	38,3	16,1
Segovia	96,4	188,1	6,2	11,0	18,3
Sevilla	27,9	64,4	33,4	56,4	16,7
Soria	105,4	232,6	0,0	0,0	18,7
Tarragona	36,0	82,3	24,3	41,0	17,0
Teruel	94,4	183,2	4,6	8,1	18,4
Toledo	58,4	132,1	27,2	45,9	17,4
Valencia	35,5	79,1	18,7	31,5	17,1
Valladolid	89,7	181,7	6,9	12,2	18,2
Vitoria	97,0	203,9	0,0	0,0	18,5
Zamora	83,1	213,3	7,8	13,8	18,1
Zaragoza	60,6	136,4	16,9	28,6	17,6

Los documentos mencionados explican cómo se calculan los valores de referencia para demanda de calefacción y refrigeración a partir de los de severidad climática. Las ecuaciones de cálculo son del tipo lineal $D_{CALR} = aI + bI \cdot SCI^*$ y $D_{REFR} = aV + bV \cdot SCV^*$, siendo SCI^* y SCV^* la severidad climática de invierno y verano, respectivamente. Se proporcionan las constantes de ajuste en dichos documentos.

La severidad climática se obtiene con funciones del tipo $SC = F(GD20, n/N)$ donde GD20 se refiere a los grados día en base 20 y n/N al ratio entre horas de sol reales y máximas. Para calefacción- SCI^* se toma como temporada los meses de Octubre a Mayo y para refrigeración- SCV^* los meses de Junio a Septiembre.

Obsérvese que para representar la severidad climática se ha añadido un *. Razonablemente, las formulas dadas en el CTE para calcular la severidad climática y clasificar las localidades por zonas climáticas son idénticas a las utilizadas para la calificación de edificios; sin embargo, e incompresiblemente, las constantes de ajuste son diferentes. De esto puede inferirse, con alto grado de certidumbre, que las severidades climáticas calculadas con ambos procedimientos serán diferentes. Por otro lado, no se ponen a disposición pública los datos climáticos utilizados (GD20 y n/N) ni los resultados obtenidos para las severidades climáticas, por lo que no se puede contrastar la hipótesis ni juzgar como certeros los resultados obtenidos cuando aplicamos nuestros datos climáticos, que serán distintos si proceden de otras fuentes.

Los documentos mencionados explican que los valores de referencia para la demanda de agua caliente sanitaria se han calculado de acuerdo con las especificaciones de la sección HE4 del CTE [5]; es decir utilizando los caudales por ocupante (viviendas unifamiliares: 30 litros/día/persona a 60°C, bloques de viviendas: 22 litros/día/persona a 60°C) y temperaturas de alimentación del agua fría indicados de la norma UNE 94002 [6] (ver Anexo de datos climáticos). En relación al número de ocupantes por vivienda se ha considerado una tasa constante de 1 ocupante cada 33,3 m², que se corresponde con el valor medio obtenido en el Censo de Edificación 1991-2000 del INE.

Los documentos mencionados también explican, puesto que es su objetivo final, cómo calificar los edificios residenciales en función de sus consumos reales de energía, Por ejemplo, para viviendas unifamiliares de nueva construcción en Madrid se obtienen los límites entre clases mostrados en las Figuras 2 y 3.

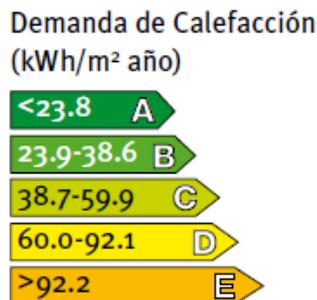


Figura D.48: Etiquetado de viviendas según demanda de calefacción en Madrid [3]

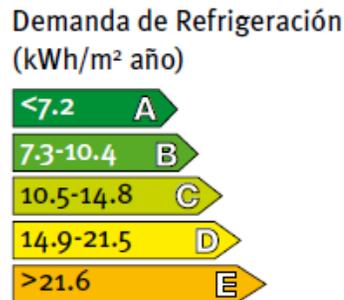


Figura D.49: Etiquetado de viviendas según demanda de refrigeración en Madrid [3]

Los valores de referencia para viviendas unifamiliares de nueva construcción en Madrid son de 64,4 kWh/año/m² para calefacción y 15,7 kWh/año/m² para refrigeración. Utilizando el procedimiento de calificación en modo inverso podemos determinar los consumos de energía para edificios con mayor ó menor eficiencia normativa.

D.4. Proyecto SECH-SPAHOUSEC

A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos en el proyecto reciente SECH-SPAHOUSEC [7] donde se analiza el consumo energético del sector residencial en España y se aporta una información estadística interesante sobre dicho consumo.

El sector residencial es un sector clave en el contexto energético actual, tanto nacional como comunitario, debido a la importancia que reviste sus necesidades energéticas, que en España, y en términos de energía final, significan el 17% del consumo final total y el 25% de la demanda de energía eléctrica. Diversos factores explican la tendencia al alza de sus consumos energéticos, tales como el incremento del número de hogares, el mayor confort requerido por los mismos y, consecuentemente, el aumento de equipamiento. Véase la Figura 4.

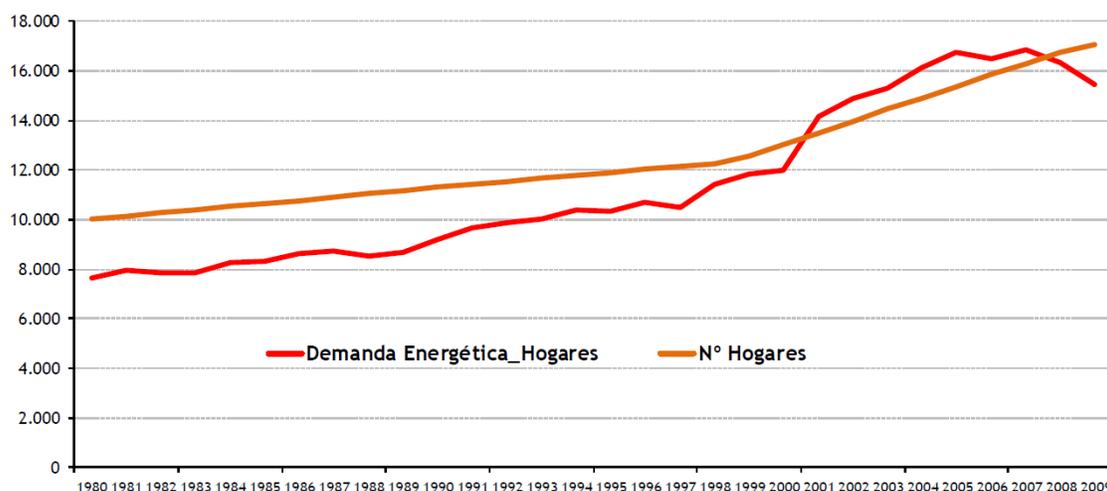


Figura D.50: Tendencias del consumo energético (ktep/año) del sector residencial en España [7]

El Reglamento (CE) No 1099/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2008 [8], relativo a las estadísticas sobre energía, establece un marco común para la elaboración, transmisión, evaluación y difusión de estadísticas comparables sobre energía en la Comunidad. El artículo 9 de dicho reglamento hace referencia a las estadísticas sobre energías renovables y sobre el consumo final de energía, señalando la necesidad de mejora de la calidad de las estadísticas vigentes sobre energías renovables y sobre el consumo final de energía. Esto adquiere mayor relevancia en sectores como el residencial, donde la escasa información y fiabilidad de las estadísticas energéticas disponibles, limitadas en su alcance a consumos energéticos agregados, conlleva un conocimiento escaso sobre los detalles de los consumos energéticos. La ignorancia supone una barrera insalvable de cara al diseño de políticas y actuaciones eficaces orientadas a la mejoras de eficiencia en este sector, así como a su análisis y evaluación. Esto último resulta especialmente necesario en el marco del seguimiento de las políticas comunitarias actualmente vigentes en materia de eficiencia energética y edificios.

España, representada por el Instituto de Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), como Entidad Pública Empresarial adscrita al Ministerio de Industria, se unió a la propuesta de Eurostat, a través del Proyecto SPAHOUSEC (Analysis of the Energy Consumption in the Spanish Households), que constituye la versión española del proyecto SECH.

La información relativa al censo de viviendas y consumo de energía toma en cuenta tres zonas climáticas: Atlántico (Pontevedra, La Coruña, Lugo, Asturias, Santander, Vizcaya y Guipúzcoa), 2 Mediterráneo (Gerona, Barcelona, Tarragona, Castellón, Valencia, Alicante, Murcia, Almería, Granada, Málaga, Cádiz, Huelva, Sevilla, Córdoba, Jaén, Islas Baleares e Islas Canarias), y Continental (las provincias de la España peninsular no mencionadas en las zonas anteriores).

Tabla D.52: Número de viviendas según tipo de vivienda y zona climática [7].

	Unifamiliar	Piso	TOTAL
Atlántico	580.240	1.673.181	2.253.421
Continental	1.649.042	4.133.792	5.782.834
Mediterráneo	2.867.948	6.295.427	9.163.375
TOTAL	5.097.230	12.102.400	17.199.630

Tabla D.53: Superficie media (m²) de las viviendas [7].

	Unifamiliar	Piso	TOTAL
Atlántico	126,7	82,2	93,7
Continental	150,6	84,7	103,5
Mediterráneo	136,8	88,7	103,8
TOTAL	140,2	86,5	102,4

Calefacción

Las viviendas unifamiliares son las más equipadas con el servicio de calefacción, así como en las zonas climáticas Continental y Mediterránea. En general, dominan los sistemas individuales de calefacción con el 82% de los hogares, mientras que la calefacción central está presente sólo en el 8% de los hogares, porcentaje que se incrementa hasta 18% en la zona Continental.

El equipo de calefacción mayoritario es la caldera convencional, presente en cerca de la mitad de los hogares españoles, alcanzando su máxima representatividad en la zona Continental y en las viviendas en bloque. En la zona Mediterránea son preferidos los equipos de calefacción eléctricos como bombas de calor reversibles, calefactores y radiadores. Por su parte, la penetración de equipamientos más eficientes como las calderas de condensación aún es escasa, limitándose al 1% de los hogares con calefacción.

Las fuentes energéticas utilizadas mayoritariamente en calefacción son la electricidad (46%) y el gas natural (32%). En la zona Mediterránea prepondera la electricidad, mientras que en la zona Continental, ocurre lo propio con el gas natural.

Refrigeración/ Aire acondicionado

El 49% de los hogares españoles dispone de algún tipo de sistema de aire acondicionado, básicamente de tipo individual. No se aprecien diferencias por el tipo de vivienda. Las diferencias están marcadas por la climatología, siendo la zona Mediterránea, la más equipada con el 67% de los hogares, mientras que en la zona Atlántica apenas alcanza al 1% de los hogares.

El equipo dominante es la bomba de calor reversible, con una penetración a nivel nacional del 78%, elevándose esta cifra al 83% en la zona Mediterránea, y al 84% en las viviendas unifamiliares.

Agua Caliente Sanitaria

El servicio de agua caliente sanitaria, está presente en la práctica mayoría de todos los hogares, con predominio del tipo de sistemas individuales frente a los sistemas colectivos. Las fuentes energéticas más utilizadas son el gas natural (40%), el butano (26%) y la electricidad (22%).

Tabla D.54: Desagregación del consumo de energía final por usos [7]

USOS FINALES	CONSUMO FINAL		
	ELECTRICO	COMBUSTIBLES	TOTAL
	TJ	TJ	TJ
CALEFACCIÓN	15.907	272.667	288.574
AGUA CALIENTE SANITARIA	16.129	100.114	116.243
COCINA	20.063	25.588	45.651
REFRIGERACIÓN	5.042	107	5.148
ILUMINACIÓN	25.366		25.366
ELECTRODOMÉSTICOS	133.470		133.470
<i>Frigoríficos</i>	40.834		40.834
<i>Congeladores</i>	8.083		8.083
<i>Lavadoras</i>	15.812		15.812
<i>Lavavajillas</i>	8.083		8.083
<i>Secadoras</i>	4.469		4.469
<i>Horno</i>	11.022		11.022
<i>TV</i>	16.263		16.263
<i>Ordenadores</i>	9.906		9.906
<i>Stand-by</i>	14.292		14.292
<i>Otro Equipamiento</i>	4.707		4.707
CONSUMO TOTAL	215.978	398.475	614.453

Nota: 1 TJ \approx 278 MWh \approx 23,9 tep

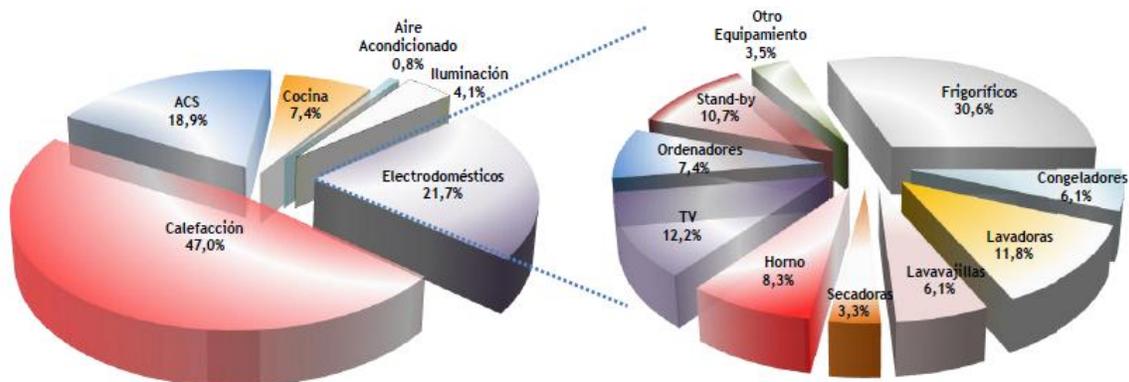


Figura D.51: Desagregación del consumo final de energía por usos [7].

Tabla D.55: Desagregación del consumo de energía final por fuentes y usos [7].

USOS FINALES	FUENTES ENERGÉTICAS													ELECTRICIDAD MWh
	CARBÓN	PRODUCTOS PETROLÍFEROS				GAS	ENERGÍAS RENOVABLES							
	Antracita	GLP	Gasóleo	Otros	TOTAL	GN	Solar Térmica	Geotérmica	Biomasa				TOTAL	
									Carbón Vegetal	Leñas y Ramas	Pellets	Otra Biomasa Sólida		
TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	
CALEFACCIÓN	506	16.247	85.116	--	101.363	70.977	432	254	805	97.695	202	434	99.135	4.417.934
AGUA CALIENTE SANITARIA	39	19.220	7.644	--	26.864	65.568	5.402	143	247	1.469	168	213	2.097	4.479.594
COCINA	74	7.730			7.730	16.704			90	989	1	--	1.079	5.572.109
REFRIGERACIÓN							107							1.400.183
ILUMINACIÓN														7.044.741
ELECTRODOMÉSTICOS														37.068.412
<i>Frigoríficos</i>														11.340.606
<i>Congeladores</i>														2.244.898
<i>Lavadoras</i>														4.391.450
<i>Lavavajillas</i>														2.244.747
<i>Secadoras</i>														1.241.167
<i>Horno</i>														3.060.994
<i>TV</i>														4.516.825
<i>Ordenadores</i>														2.751.108
<i>Stand-by</i>														3.969.322
<i>Otro Equipamiento⁽⁷⁾</i>														1.307.296
CONSUMO TOTAL ESPAÑA	619	43.197	92.760	--	135.957	153.249	5.834	504	1.141	100.153	370	647	102.312	59.982.973

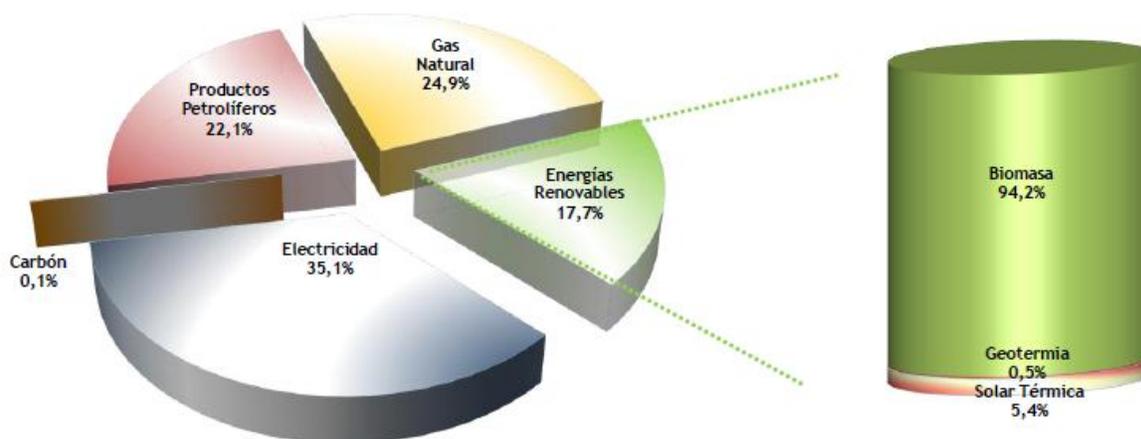


Figura D.52: Desagregación del consumo final de energía por fuentes [7].

Consumo de energía por hogar (GJ/año)

El consumo medio de un hogar español es 10.521 kWh al año (aprox. 0,90 tep/año ó 38 GJ/año), siendo predominante, en términos de energía final, el consumo de combustibles, 1,8 veces el consumo eléctrico. El 62% del consumo eléctrico corresponde a los electrodomésticos, y en menor medida a la iluminación, cocina y los servicios de calefacción y ACS.

Tabla D.56: Consumo de energía medio por hogar [7].

GJ/año	Zona Atlántica		Zona Continental		Zona Mediterránea	
	Unifamiliar	Piso	Unifamiliar	Piso	Unifamiliar	Piso
Calefacción	32,7	6,7	49,2	15,5	28,6	4,9
ACS	5,0	8,1	6,7	8,3	5,8	5,9
Aire acondicionado	0,06	0,02	0,37	0,33	0,43	0,30
Cocina	5,9	3,4	4,1	2,5	2,9	1,8
Iluminación	1,2	1,3	1,5	1,0	1,7	1,7
Electrodomésticos	9,0	6,8	8,9	7,6	8,2	7,5
TOTAL	53,86	26,32	70,77	35,23	47,63	22,10

D.5. Potencial de aplicación y selección de ciudades

En este apartado se estudian las oportunidades de aplicación al sector residencial de los sistemas solares térmicos de gran tamaño para distintas zonas climáticas de la geografía española. Para ello se realiza un análisis introductorio que contrasta las demandas de energía (ACS, calefacción y refrigeración) y la radiación solar en las distintas capitales de provincia.

Para el diseño de los sistemas solares térmicos que atienden demandas de servicios energéticos en el sector residencial, es necesario partir de una información básica sobre la localidad de implantación: i) la demanda previsible de los diferentes servicios, y ii) datos climatológicos relevantes (radiación solar, temperatura ambiente, temperatura del agua de red, etc.).

En España, el *Código Técnico de Edificación* impone una clasificación del territorio según zonas climáticas que afecta a los proyectos de instalaciones de servicios energéticos en edificios. En el Apéndice E de la Sección HE1 se define la Severidad Climática de Invierno y la Severidad Climática de Verano. En la sección HE4 se clasifican las ciudades españolas por zonas climáticas según su radiación solar global sobre superficie horizontal. En la Tabla 11 se muestran las zonas climáticas correspondientes a las capitales de provincia, para los criterios de invierno (SCI, la severidad crece en orden alfabético), verano (SCV, la severidad crece en orden numérico) y radiación solar (RAD, la radiación crece en orden numérico). El valor de la temperatura media anual (TMA, en °C) proviene de la *Agencia Estatal de Meteorología*. La radiación solar global anual sobre superficie horizontal (GSr, en kWh/m²) proviene de la Norma UNE 94003 [9] y de la base de datos climáticos del programa ENERGY PLUS.

La demanda energética del sector residencial atendible con energía solar térmica comprende la calefacción, el agua caliente sanitaria y la refrigeración. Como consecuencia directa del clima las distintas ciudades tendrán diferentes necesidades según su localización. En el documento *Escala de Calificación Energética para Edificios de Nueva Construcción* se puede encontrar una tabla resumen con los valores de referencia para los consumos en bloques de viviendas (ver Tabla 4). Estos se muestran también en la Tabla 11: demanda anual de ACS (DDr, en kWh/m²), demanda anual de calefacción (HDr, en kWh/m²) y demanda anual de refrigeración (CDr, en kWh/m²).

Tabla D.57: Datos climáticos y de demanda [3, 5, 9].

Ciudad	SCI	SCV	RAD	TMA	GSR	DDr	HDr	CDr
Albacete	D	3	V	13,6	1666	13,1	49,1	9,7
Alicante	B	4	V	17,8	1751	12,3	13,2	16,7
Almería	A	4	V	18,7	1787	12,1	10,8	19,1
Ávila	E	1	IV	10,4	1595	13,7	69,5	0,0
Badajoz	C	4	V	16,6	1726	12,6	27,4	17,1
Barcelona	C	2	II	15,5	1524	12,8	28,3	8,0
Bilbao	C	1	I	14,3	1078	13,0	40,0	0,0
Burgos	E	1	II	10,1	1433	13,8	77,1	0,0
Cáceres	C	4	V	16,1	1665	12,7	32,1	19,0
Cádiz	A	3	IV	17,7	1809	12,3	9,0	14,6
Castellón	B	3	IV	17,0	1619	12,5	21,4	13,1
Ceuta	B	3	V	16,1	1649	12,6	18,3	5,7
Ciudad Real	D	3	IV	14,7	1658	13,0	45,0	13,2
Córdoba	B	4	IV	17,6	1731	12,4	23,5	22,4
Cuenca	D	2	III	12,6	1564	13,3	60,9	5,6
Gerona	C	2	III	14,3	1414	13,0	42,4	6,4
Granada	C	3	IV	15,1	1777	12,9	37,4	12,5
Guadalajara	D	3	IV	10,2	1463	13,1	50,4	7,8
Huelva	B	4	V	18,1	1751	12,3	12,6	18,3
Huesca	D	2	III	13,6	1590	13,1	50,6	7,9
Jaén	C	4	IV	-	1760	12,3	26,2	22,3
La Coruña	C	1	I	14,4	1314	13,0	30,0	0,0
Las Palmas	A	3	V	20,7	1944	11,8	3,5	11,1
León	E	1	III	10,9	1515	13,6	65,5	0,0
Lérida	D	3	III	14,7	1661	13,0	42,0	12,4
Logroño	D	2	II	13,5	1443	13,2	47,4	5,9
Lugo	D	1	II	11,5	1267	13,5	60,2	0,0
Madrid	D	3	IV	14,6	1559	13,0	43,2	10,8
Málaga	A	3	IV	18,0	1765	12,3	13,4	16,1
Melilla	A	3	V	18,6	1617	12,2	9,3	14,2
Murcia	B	3	IV	17,8	1599	12,5	19,8	12,5
Orense	C	2	II	14,5	1323	13,0	43,2	5,7
Oviedo	C	1	I	12,9	1151	13,3	48,3	0,0
Palencia	D	1	II	-	1577	13,5	61,2	0,0
Palma	B	3	IV	17,9	1648	12,4	14,4	15,9
Pamplona	D	1	II	12,5	1406	13,3	57,5	0,0
Pontevedra	C	1	I	14,8	1514	12,9	26,5	0,0
Salamanca	D	2	III	11,7	1623	13,5	62,3	2,7
San Sebastián	C	1	I	14,4	1171	13,2	46,9	0,0
Santander	C	1	I	14,1	1241	13,0	33,0	0,0
Santa Cruz	A	3	V	21,2	2027	11,8	3,5	15,6
Segovia	D	2	III	11,9	1484	13,5	65,7	4,2
Sevilla	B	4	V	18,6	1786	12,3	16,6	23,4
Soria	E	1	III	10,6	1493	13,7	72,1	0,0

Tarragona	B	3	III	15,8	1586	12,4	21,8	16,4
Teruel	D	2	III	11,8	1554	13,5	64,5	2,8
Toledo	C	4	IV	15,4	1677	12,8	39,0	18,9
Valencia	B	3	IV	17,8	1612	12,5	21,3	12,6
Valladolid	D	2	II	12,3	1551	13,3	60,6	4,5
Vitoria	D	1	I	11,5	1297	13,5	65,4	0,0
Zamora	D	2	III	12,7	1596	13,3	56,3	5,3
Zaragoza	D	3	IV	15,0	1537	12,9	40,6	11,4

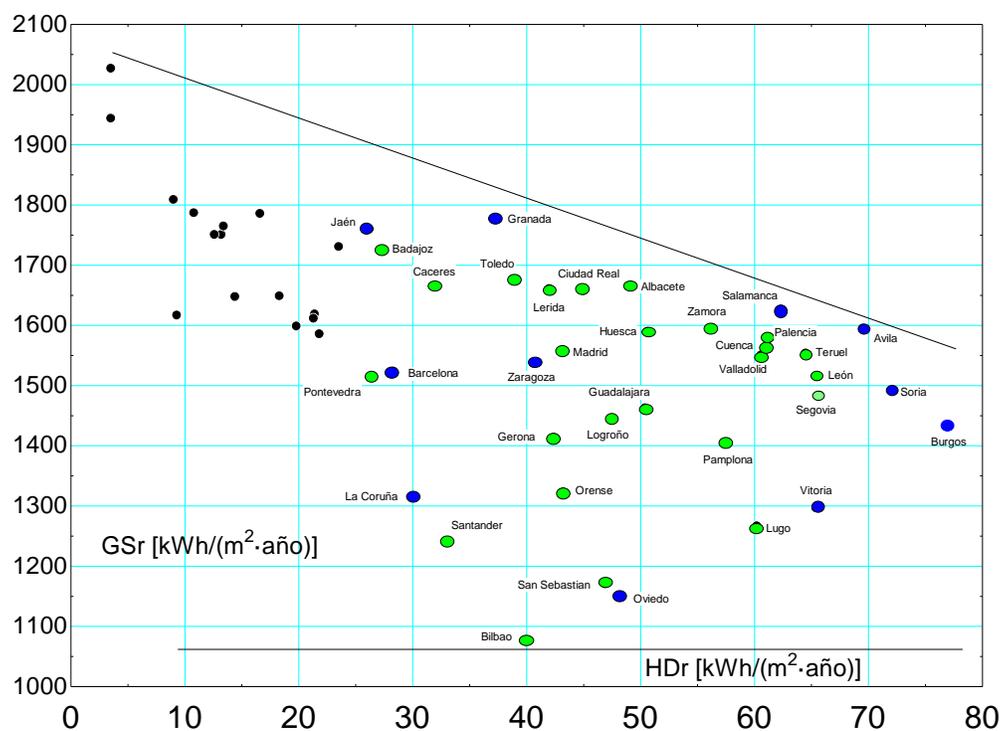


Figura D.53: Demanda de calefacción (HDr) y radiación solar (GSr) para capitales españolas [10, 11]

La ubicación geográfica de los edificios residenciales determina pues, a través de las condiciones climáticas reinantes, la oportunidad de instalar sistemas de suministro energético accionados con energía solar térmica. La magnitud y distribución de las demandas térmicas afectarán al tamaño y tipo del sistema a instalar. En la Figura 7 se muestra un estudio analizando la oportunidad de instalar grandes sistemas solares térmicos con acumulación estacional para atender las demandas de calor en las diferentes ciudades de la geografía española. En abscisas se representa la demanda anual de calefacción (HDr) y en ordenadas la radiación solar anual sobre superficie horizontal (GSr). Se puede observar el amplio rango en el que se encuentran las distintas ciudades, como consecuencia de las distintas zonas climáticas existentes en nuestro país. Analizando la Figura 7 se pueden obtener criterios sobre la oportunidad de mercado que ofrecen las diferentes ciudades a los grandes sistemas solares térmicos con acumulación estacional:

- En primer lugar se pueden localizar ciudades donde estas instalaciones serán poco rentables, simplemente porque la demanda anual de calefacción es reducida ($< 25 \text{ kWh/m}^2$). En este caso el bajo factor de utilización de una instalación cara dificulta recuperar la inversión realizada con el ahorro de energía obtenido. Dentro de este grupo se encuentran ciudades con una demanda elevada de refrigeración y mucha radiación solar (Valencia, Murcia, Andalucía y Canarias)

donde son más adecuados los sistemas de refrigeración solar que no requieren instalar acumulación estacional.

- Otro grupo de ciudades incluye aquellas donde la combinación de radiación solar y demanda ofrece pocas oportunidades. Por ejemplo, ciudades con una demanda de calefacción importante pero poca radiación solar. En ellas los sistemas solares tendrían que ser sobredimensionados con el coste que esto supone. Muchas ciudades de la cornisa cantábrica se encuentran en este grupo.
- Por último, están las ciudades donde parece existir una oportunidad de mercado. Son aquellas que disponen de una radiación solar elevada y cuyo clima exige mucha demanda de calefacción.

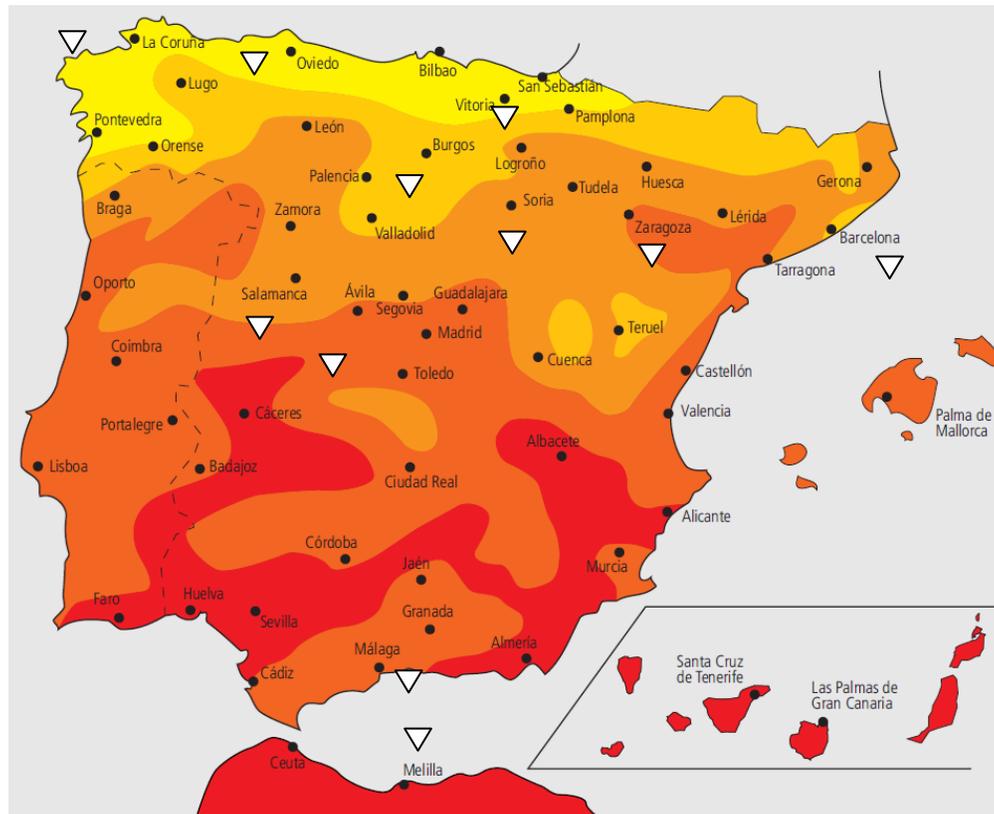


Figura D.54: Localización en el mapa de España de las ciudades seleccionadas.

Para los estudios y análisis ya realizados [1, 10-14] se eligieron las 11 ciudades que: i) se señalan en el mapa de las Figuras 1 y 8, ii) se marcan en azul en la Figura 7, y iii) aparecen sombreadas en la Tabla 11. Un primer criterio restrictivo fue limitar la elección a ciudades con una demanda mayor de 25 kWh/m². Dentro de ese rango, se tomó como segundo criterio que las ciudades elegidas circundaran aproximadamente los límites de aplicación buscando la mayor variedad posible tanto de demanda de calefacción como de radiación solar. Por tanto los resultados obtenidos, comprenden lo que puede esperarse de la aplicación de los sistemas solares de calefacción de distrito en toda la geografía española. Frago et al. [10,11] realiza comentarios adicionales sobre el potencial de aplicación de los sistemas solares de distrito cuando se consideran otras demandas (ACS y refrigeración) ó un conjunto de ellas. Los estudios y análisis citados consideraron tanto la demanda de calefacción como la de agua caliente sanitaria.

D.6. Bibliografía

- [D.1] A. Anastasia. *Simulation and thermo-economic analysis of central solar heating plants*. Tesi di Laurea, Politecnico di Torino, 2010.
- [D.2] *Código técnico de la edificación. Documento Básico de Ahorro de Energía, Limitación de demanda energética, DB-HE1*. Real Decreto 314/2006, texto refundido con modificaciones del RD 1371/2007, de 19 de octubre, y corrección de errores del BOE de 25 de enero de 2008. <http://www.codigotecnico.org> [Consulta: 11 de febrero de 2013]
- [D.3] *Escala de calificación energética para edificios de nueva construcción*. IDAE, 2009. http://idae.electura.es/publicacion/90/escala_calificaci%EF%BF%BDn_energ%EF%BF%BDtica_edificios_nueva_construcci%EF%BF%BDn [Consulta: 11 de febrero de 2013]
- [D.4] *Escala de calificación energética para edificios existentes*. IDAE, 2011. http://idae.electura.es/publicacion/94/escala_calificaci%EF%BF%BDn_energ%EF%BF%BDtica_edificios_existentes [Consulta: 11 de febrero de 2013]
- [D.5] *Código técnico de la edificación, Documento Básico de Ahorro de Energía, contribución solar mínima de agua caliente sanitaria, DB-HE4*. Real Decreto 314/2006, texto refundido con modificaciones del RD 1371/2007, de 19 de octubre, y corrección de errores del BOE de 25 de enero de 2008. <http://www.codigotecnico.org> [Consulta: 11 de febrero de 2013]
- [D.6] AENOR. *Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente. Cálculo de la demanda de energía térmica*. AENOR UNE 94002:2005.
- [D.7] *Proyecto SECH-SPAHOUSEC Análisis del consumo energético del sector residencial en España*. IDAE, 2011. <http://www.idae.es/index.php/id.171/mod.noticias/mem.detalle> [Consulta: 11 de febrero de 2013]
- [D.8] *Reglamento CE N°1099/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2008, relativo a las estadísticas sobre energía*.
- [D.9] AENOR. *Datos climáticos para el dimensionado de instalaciones solares térmicas*. AENOR UNE 94003:2007
- [D.10] J. Frago. *Análisis económico y geográfico de sistemas de calefacción de distrito con acumulación estacional*. Proyecto Fin de Carrera, Universidad de Zaragoza, 2011.

- [D.11] J. Frago, M.A. Lozano, L.M. Serra. *Potencial de aplicación de los grandes sistemas solares térmicos en el sector residencial*. VII Congreso Nacional de Ingeniería Termodinámica, Bilbao, 2011.
- [D.12] M.A. Lozano, A. Anastasia, F. Palacín, L.M. Serra. *Simulation Study and Economic Analysis of Large-Scale Solar Heating Plants in Spain*. EuroSun, Graz, 2010.
- [D.13] M.A. Lozano, A. Anastasia, F. Palacín, L.M. Serra. *Análisis de la viabilidad técnica y económica de los sistemas solares térmicos de gran escala en España*. SolarNews, Vol. 30, pp. 64-68, 2010
- [D.14] M. Guadalfajara, M.A. Lozano, L.M. Serra. *Evaluation of the Potential of Large Solar Heating Plants in Spain*. 1st International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry (SHC 2012), Energy Procedia Vol. 30 pp. 839-848, 2012.

ANEXO E: Método simple de cálculo de sistemas CSHPSS.

E.1. Introducción

Los sistemas de calefacción en edificios de viviendas del sector residencial comercial se dimensionan para atender la máxima demanda anual de calefacción. El dimensionado se realiza satisfaciendo la potencia requerida para mantener las condiciones de confort dentro del edificio ante unas condiciones ambientales extremas, y sin tener en cuenta que es la operación anual, con condiciones ambientales variables, la que determina, sobre todo, el consumo de energía y el coste.

El diseño de sistemas solares térmicos es más complejo que el de las calderas convencionales puesto que la producción de energía térmica es variable a lo largo del año y del ciclo diario. La producción de los captadores depende de la radiación solar, la temperatura ambiente y la temperatura del acumulador. Las tres varían en el tiempo, siendo necesario conocer las condiciones ambientales en cada momento y el estado del acumulador en el instante anterior para calcular el funcionamiento de los captadores.

Métodos simples han sido propuestos para evaluar el desempeño de los captadores durante la operación diaria mediante correlaciones empíricas que determinan el rendimiento promedio con que aprovechan la radiación solar total recibida. Estos métodos permiten calcular de un modo simple el funcionamiento del sistema solar con acumulación estacional en periodos mensuales y dimensionar los equipos para obtener el comportamiento deseado, evitando la simulación detallada (al menos hora a hora) de su operación anual.

En este anexo se presenta un método original, programado en el software Engineering Equation Solver (EES) [1], que aprovecha las aportaciones de otros autores [2-5]. Su validación se presenta al final del capítulo. Se comprueba que el método simple permite evaluar y pre-diseñar plantas solares con acumulación estacional con un grado de precisión aceptable.

Solar District Heating Guidelines [2]

Para diseñar sistemas solares térmicos centralizados de forma sencilla y facilitar su expansión, la plataforma SDH (Solar District Heating) ha preparado material formativo que explica cómo dimensionar el área de captadores y el volumen del acumulador y seleccionar parámetros importantes de equipos del sistema como la inclinación de los captadores solares, la longitud de las tuberías de conexión, la distancia entre filas de captadores, etc.

Para dimensionar el campo de captadores se propone la utilización de una correlación sencilla que calcula la producción anual como la radiación anual multiplicada por un factor que depende de la temperatura de transferencia de calor y el tipo de captador solar. El dimensionado del acumulador estacional propone realizarlo con ayuda de una curva experimental que relaciona el área del campo de captadores y la fracción solar deseada con el volumen necesario.

Este método no utiliza datos específicos propios de cada ubicación como la distribución temporal de la radiación y de la demanda, que afectan a las necesidades de acumulación, ni calcula con detenimiento el funcionamiento de los captadores solares, pero puede resultar útil para realizar un primer cálculo o estimación de las necesidades de área de captadores y volumen de acumulación. En general, los métodos que se proponen a continuación presentan un mayor soporte teórico pero requieren un proceso de cálculo más elaborado.

Método de Lunde [3]

Para calcular el funcionamiento de sistemas solares térmicos propone la utilización de datos climáticos muy elaborados estadísticamente para facilitar el cálculo de la operación del sistema de forma mensual. La radiación mensual se clasifica por niveles de intensidad determinando el número de horas al mes correspondientes a cada nivel.

Ordenada así la radiación podemos conocer en qué niveles la radiación captada supera las pérdidas del captador. Para cada nivel de radiación se determina la radiación incidente sobre la superficie inclinada del captador. Multiplicando la radiación incidente durante todas las horas correspondientes al nivel por el rendimiento óptico del captador y restando las pérdidas se calcula la producción solar en dicho nivel. La suma de la producción en todos los niveles nos da la producción mensual. Este método de cálculo aplicado sobre periodos mensuales con datos climáticos (radiación, temperatura, grados día) y dimensiones de la instalación (área de captadores y volumen del acumulador) calcula la producción mensual, el calor auxiliar necesario y la fracción solar obtenida en base mensual. Puede imponerse una temperatura máxima de acumulación para determinar si será necesario ó no despilfarrar calor por alcanzarse el límite de carga.

Para el cálculo de la producción de los captadores es necesario conocer la temperatura del acumulador al comienzo del periodo. El proceso de cálculo se inicia suponiendo la temperatura inicial del acumulador. Calculado el primer periodo, el estado final del acumulador coincide con el inicial del segundo periodo, y así calculando sucesivamente todos los periodos se determina la temperatura del acumulador al finalizar el año. Las condiciones finales del año pueden utilizarse como condiciones iniciales del año siguiente. El cálculo se repite durante varios años hasta que las condiciones finales se aproximen a las iniciales tanto como se desee, resultando el último año representativo de la operación anual.

Método de Drew et al. [4]

Como se ha comentado antes, el cálculo de sistemas solares con acumulación estacional mediante balances mensuales que tengan en cuenta el calor que se envía al acumulador desde los captadores solares, el calor aportado a la demanda y las pérdidas del acumulador, requiere de un perfil mes a mes de las temperaturas en el tanque que sólo termina de conocerse tras un cálculo iterativo que requiere del cálculo de varios años hasta conseguir que la temperatura al finalizar el año sea la misma que al comenzar el año siguiente.

Drew enuncia que el proceso iterativo de cálculo puede ser evitado si se acepta la utilización de un perfil de temperaturas predeterminado. Con esta premisa la conexión entre temperatura al finalizar y al comenzar el año en el tanque resulta obligada. Drew impone que el sistema se diseñe para obtener una fracción solar del 100% y aplica la condición de que el acumulador quede completamente cargado al final del periodo de carga y descargado del todo durante el periodo de descarga. Se aplica una función senoidal para determinar el perfil de temperatura en el acumulador. En estas condiciones el método calcula el funcionamiento en verano (6 meses de carga) y en invierno (6 meses de descarga) utilizando el método de la utilizabilidad [5] para el cálculo de los captadores solares con una solución única de campo de captadores y volumen de acumulador.

Este método permite el dimensionado del campo de captadores solares y el volumen del acumulador de los sistemas solares con acumulación estacional, pero sólo en el caso de obtener una fracción solar del 100% sin despilfarro de calor. Este dimensionado inicial facilita el estudio de estos sistemas pero no permite valorar otras opciones.

Método de Braun et al. [6]

Se puede estimar la producción del campo de captadores para una configuración del sistema (área de captadores y volumen de acumulador) mediante el método de la utilizabilidad que estima la producción de los captadores en base a la radiación mensual, las constantes de la ecuación del rendimiento del captador solar y la temperatura de entrada [5]. Esto conduce a una sola ecuación que determina la producción mensual del captador pero a expensas de un prolijo trabajo estadístico sobre los datos de radiación. Calculada la producción solar mensual y considerando las limitaciones del acumulador estacional se determina la carga o descarga del acumulador, el calor auxiliar necesario, la sobreproducción del mes que no puede ser acumulada, si la hay, y la fracción solar obtenida.

Este método simple permite el cálculo del sistema incluso para casos en los cuales se genere sobreproducción en verano o no se consiga 100% de fracción solar. Con este método se han estudiado las posibilidades existentes en el intercambio de factores como área de captadores por volumen de acumulación o el efecto que tiene el aumento del volumen de acumulación para una misma área de captadores o la influencia de la inclinación de los captadores en la fracción solar.

E.2. Método simple

Con el fin de contribuir a la posible implantación de los sistemas CSHPSS se desarrolla aquí una herramienta que aprovecha las posibilidades de cálculo actuales y los datos climáticos públicos que se disponen para estimar el funcionamiento de estos sistemas y facilitar su evaluación inicial técnica y económica. Una condición impuesta es que su aplicación sólo requiera una información climática simple y disponible para localizaciones muy diversas. En comparación con los métodos anteriores aporta una mayor precisión y la posibilidad de solucionar múltiples casos como aquellos en los que hay sobreproducción en verano o distintas fracciones solares. Las necesidades de cálculo superan las de los métodos anteriores pero son reducidas en comparación con las requeridas por los programas de simulación dinámica disponibles.

El método simple parte de la posibilidad de realizar un cálculo aproximado mensual de la producción del campo de captadores y de la capacidad armonizadora entre demanda y producción del acumulador estacional. La producción del campo de captadores se calcula simulando su operación hora por hora a lo largo de un día tipo representativo del mes. La carga y descarga mensual del acumulador así como las necesidades de calor auxiliar se calculan por balance del sistema que cubre una demanda definida. Se supone que el acumulador estacional es un tanque de mezcla completa; es decir, mantiene una temperatura uniforme sin estratificación. La temperatura del tanque, al principio de un mes, se considera constante a lo largo del mismo, a efecto del cálculo de las pérdidas de calor del acumulador y de la eficiencia del campo de captadores. El balance mensual permite calcular la temperatura del tanque al finalizar el mes y sirve como temperatura inicial del tanque del mes siguiente.

El sistema incluye un acumulador estacional que es capaz de almacenar el calor solar captado en verano para su consumo en invierno, salvo ciertas pérdidas de calor. La operación mensual del acumulador presenta dos modos diferentes a lo largo del año: carga y descarga. Cuando la captación solar supera a la demanda el acumulador opera en modo de carga. En caso contrario, es decir, cuando la demanda supera a la captación solar, el acumulador opera en modo de descarga. El acumulador tiene unos límites de funcionamiento marcados por las temperaturas mínima y máxima que puede alcanzar. No puede ser descargado por debajo de la temperatura mínima y cuando se alcanza este límite una fuente auxiliar aporta el calor necesario para terminar de cubrir la demanda. El acumulador tampoco puede ser cargado por encima de la temperatura máxima. En este caso el sistema calcula la cantidad de calor captado que no ha podido ser consumido ni acumulado, y que se considera por tanto desperdiciado.

Para facilitar la evaluación de los sistemas CSHPSS en distintas ciudades, el método simple utiliza datos climáticos y de demanda sencillos, pero representativos de la zona climática y de las necesidades de la demanda: temperatura, radiación, grados día, demanda anual, etc. Como criterios de dimensionado más importantes se utilizan las dos ratios siguientes: 1) área de captación / demanda anual de calor (RAD) y 2) volumen de acumulación / área de captación (RVA).

El esquema de la planta identificando los flujos de energía que aparecen en el modelo simple se muestra en la Figura 1. La planta de calor solar con acumulación estacional produce agua caliente para una red de calefacción de distrito con el apoyo de un calentador auxiliar. La demanda anual de energía es Q_d . La radiación solar incidente en los colectores Q_r es captada como energía térmica, Q_c , con un determinado rendimiento del campo de captadores. Una parte de Q_c irá a atender la demanda de modo inmediato (Q_b) y el resto si lo hay (Q_e) se envía al acumulador estacional para su consumo posterior. Si Q_c es insuficiente para atender la demanda se obtendrá calor del acumulador Q_s en primera instancia, y si no hay suficiente se pondrá en marcha el sistema de producción auxiliar Q_g . Como el acumulador almacena energía térmica a temperatura superior a la de su entorno tendrá una

pérdida de calor Q_l . En principio, una gestión racional del sistema permitirá aprovechar todo el calor captado pero, si el volumen del acumulador es insuficiente, puede ser necesario despilfarrar una parte Q_x del mismo. Todas las magnitudes expresadas hasta ahora corresponden a flujos de energía térmica (energía por unidad de tiempo). La energía térmica acumulada se representa por EA en la Figura 1. T_{acu} es la temperatura homogénea del acumulador; ya se ha mencionado antes que se supone de mezcla completa.

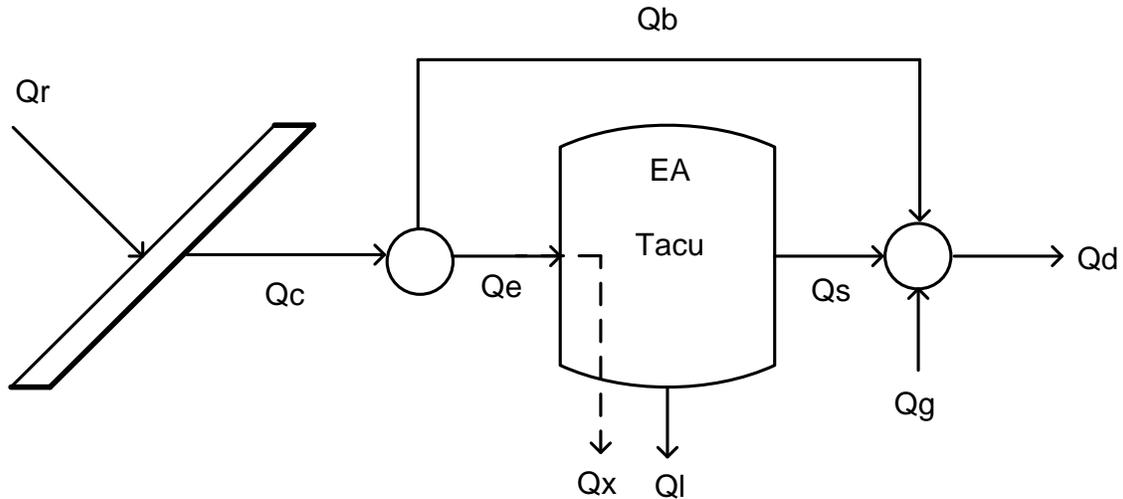


Figura E.1: Diagrama de flujos del sistema CSHPSS según el método simple.

Según muestra la Figura 2 el método simple se descompone en cuatro módulos secuenciales de cálculo que transfieren información de unos a otros. El primer módulo transforma la información simplificada en la información horaria de un día tipo o mensual necesaria (radiación sobre superficie inclinada horaria, temperatura ambiente horaria, demanda mensual...). El segundo módulo calcula la producción mensual del campo de captadores con los valores de radiación y temperatura horaria del día tipo del mes y la temperatura del tanque al comienzo del mismo. El tercer módulo realiza un balance mensual entre producción, demanda y pérdidas determinando la acumulación del tanque, la energía auxiliar necesaria, la temperatura final del tanque y el despilfarro de energía en caso de que el tanque termine lleno. El cuarto módulo elabora un informe de los resultados: balance anual, rendimiento global y de equipos, fracción solar alcanzada, etc.

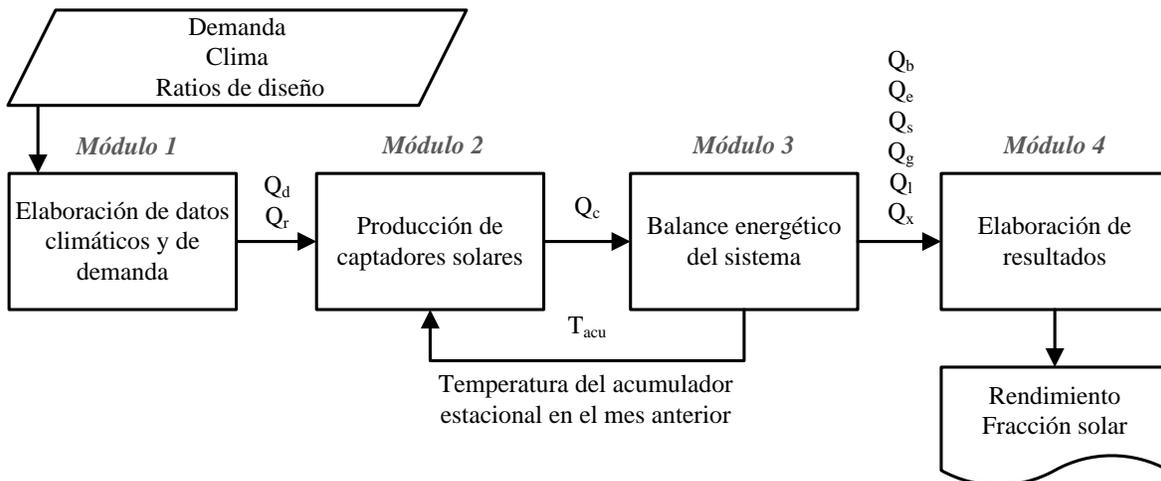


Figura E.2: Flujos de información y módulos de cálculo en el método simple.

E.3. Datos

Para facilitar la evaluación de sistemas CSH PSS con el método simple se ha facilitado y simplificado la entrada de datos necesarios. El módulo 1 del método genera los datos necesarios en el resto de módulos a partir de los siguientes datos mínimos necesarios son:

- Latitud del lugar de instalación
- Demanda anual de calefacción y ACS, total ó por unidad de superficie de vivienda
- Superficie útil total de las viviendas (o número de viviendas y superficie de vivienda)
- Radiación media diaria sobre superficie horizontal, dato mensual
- Temperatura ambiente media, mínima y máxima de un día medio, dato mensual (T_{amb} , T_{min} , T_{max})
- Grados día en base 15, dato mensual (GD_{15})
- Temperatura del agua de red, dato mensual (T_{red})
- Albedo

Las variables libres de diseño son:

- Área útil del campo de captadores A (o $RAD = A/Q_d$ en $m^2/(MWh/a)$)
- Volumen del acumulador estacional V (o $RVA = V/A$ en m^3/m^2)

En el caso base que exponemos aquí supondremos que la instalación se ubica en Zaragoza. El consumo anual de calefacción puede obtenerse de simulaciones de viviendas o de medidas reales. Como se mencionó en el Anexo D, en España existen datos oficiales de demanda anual por superficie de viviendas de nueva construcción publicados por el IDAE. En la Tabla D.11 se tiene que para Zaragoza la demanda anual de calefacción es $40,6 \text{ kWh/m}^2$ y la demanda de ACS es $12,9 \text{ kWh/m}^2$. Suponiendo que la instalación se dimensiona para atender la demanda de 1000 viviendas de 100 m^2 , las demandas anuales a satisfacer serán $Q_{cal} = 4060 \text{ MWh}$ y $Q_{ACS} = 1290 \text{ MWh}$, dando una demanda térmica total de $Q_d = 5350 \text{ MWh}$. Se realiza el cálculo de un año completo con los ratios de diseño $RAD = 0,6$ y $RVA = 6$. Área de captadores $A = 3210 \text{ m}^2$ y volumen del acumulador $V = 19260 \text{ m}^3$.

La red de distrito a la que atiende nuestro sistema funciona a $T_{cal} = 50^\circ\text{C}$ en suministro y $T_{ret} = 30^\circ\text{C}$ en retorno. La temperatura mínima del acumulador se supone igual a la de retorno $T_{min} = 30^\circ\text{C}$ y la máxima es $T_{max} = 90^\circ\text{C}$. El ACS se sirve a la misma temperatura que la calefacción $T_{ACS} = 50^\circ\text{C}$ (En su versión actual el modelo no contempla que T_{ACS} sea mayor que T_{cal}).

Los captadores utilizados en el sistema son del tipo ARCON HT-SA 28/10 con rendimiento óptico $k_0 = 0,816$ y coeficientes de pérdidas $k_1 = 2,235 \text{ W/(m}^2\cdot\text{K)}$ y $k_2 = 0,0135 \text{ W/(m}^2\cdot\text{K}^2)$. Se instalan orientados al Sur con una inclinación de 45° . El flujo másico de entrada a los captadores es $m_s = 20 \text{ (kg/h)/m}^2$. El coeficiente de reflectancia del terreno (albedo) es $0,2$. El intercambiador del campo solar tiene una eficacia del 95% .

Se supone que el acumulador es un recipiente cilíndrico dispuesto con su eje en vertical y enterrado. La relación de aspecto del acumulador estacional (altura/diámetro) es $RHD = 0,6$. Conocido el volumen del mismo V podemos calcular las otras dimensiones:

$$D = \left[\frac{4V}{\pi \cdot RHD} \right]^{1/3} \quad (\text{E.1})$$

$$H = RHD \cdot D \quad (\text{E.2})$$

$$A_{acu} = (RHD + 0,5) \cdot \pi \cdot D^2 \quad (E.3)$$

En nuestro ejemplo ($D = 34,45$ m; $H = 20,67$ m; $A_{acu} = 4101$ m²). El coeficiente de transferencia de calor al terreno desde el tanque es $U_{acu} = 0,12$ W/(m²·K). Este ha sido calculado considerando un aislamiento del tanque de 25 cm de XPS (poliestireno extruido) de conductividad 0,03 W/(m·K). La temperatura del terreno T_{ter} a una profundidad media de 10,3 m puede suponerse constante a lo largo del año e igual a la temperatura media anual del aire (en Zaragoza; Tabla C.1, 15,0°C). Podemos calcular la capacidad de acumulación como:

$$EA_{max} = \frac{V \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{max} - T_{min})}{3,6 \cdot 10^9} \quad (E.4)$$

En la ecuación anterior $\rho = 1000$ kg/m³ es la densidad del agua y $c_p = 4180$ J/kg·K su calor específico. EA_{max} se expresa en MWh. La capacidad de acumulación resulta ser $EA_{max} = 1342$ MWh.

Elaboración de datos (módulo 1)

Para la elaboración de los datos hora a hora [h] para los días tipo del mes [m] de la temperatura ambiente $T_{amb}[m,h]$ y de la radiación sobre superficie inclinada $q_r[m,h]$, se han utilizado las correlaciones mencionadas en el Anexo C. Los datos de partida fueron presentados en la Tabla C.1 de dicho Anexo. Los resultados para la temperatura ambiente se mostraron en la Tabla C.4 y los de radiación sobre superficie inclinada en la Tabla C.10.

Conocida la demanda anual de calefacción, ésta puede distribuirse a lo largo del año en función de los grados día de cada mes en una base determinada (en nuestro caso tomamos como base 15°C; ver datos de GD_{15} para Zaragoza en la Tabla C.1). Para evitar que el sistema funcione en meses en los que el consumo es muy bajo se ha introducido un filtro por el cual si el valor en grados día en base 15 del mes es inferior al número de días del mes el consumo de calefacción aportado por el sistema centralizado se supone nulo.

$$GD_{cal}[m] = GD_{15}[m] \text{ si } GD_{15}[m] > NumDias[m] ; \text{ Si no } GD_{cal}[m] = 0 \quad (E.5)$$

$$Q_{cal}[m] = Q_{cal} \frac{GD_{cal}[m]}{\sum_{m=1}^{12} GD_{cal}[m]} \quad (E.6)$$

Para realizar la distribución mensual de la demanda de ACS se ha utilizado la norma UNE 94002 [7] que estima la demanda de ACS a lo largo del año en función de la temperatura de suministro (T_{ACS}), temperatura de red de agua potable (T_{red} , ver datos para Zaragoza en la Tabla C.1) y el número de días del mes.

$$GD_{ACS}[m] = NumDias[m] (T_{ACS} - T_{red}[m]) \quad (E.7)$$

$$Q_{ACS}[m] = Q_{ACS} \frac{GD_{ACS}[m]}{\sum_{m=1}^{12} GD_{ACS}[m]} \quad (E.8)$$

La demanda mensual del sistema es la suma de las demandas de calefacción y agua caliente sanitaria.

$$Q_d[m] = Q_{cal}[m] + Q_{ACS}[m] \quad (E.9)$$

El sistema puede aportar calor para satisfacer las demandas de calefacción y ACS o sólo la de calefacción. Si la producción solar centralizada sólo cubre las demandas de calefacción, la red de

distrito puede dejar de funcionar durante los meses de verano. En la Tabla E.1 se muestran los datos y resultados obtenidos para la distribución por meses de las demandas de calor.

Tabla E.1: Datos y resultados correspondientes a la distribución mensual de la demanda.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
T_{red}	8	9	10	12	15	17	20	19	17	14	10	8
GD_{ACS}	1302	1148	1240	1140	1085	990	930	961	990	1116	1200	1302
Q_{ACS} (MWh)	125,3	110,5	119,3	109,7	104,4	95,3	89,5	92,5	95,3	107,4	115,5	125,3
GD_{15}	285	222	187	99	26	1	0	0	3	52	176	286
GD_{cal}	285	222	187	99	0	0	0	0	0	52	176	286
Q_{cal} (MWh)	885,3	689,6	580,9	307,5	0	0	0	0	0	161,5	546,7	888,4
Q_d (MWh)	1010,6	800,1	700,2	417,2	104,4	95,3	89,5	92,5	95,3	268,9	662,2	1013,7

Obsérvese que el modelo simple puede utilizarse sin aplicar los procedimientos de elaboración de datos aquí presentados. En este caso deberían suministrarse directamente al programa $T_{amb}(m,h)$, $Q_r[m,h]$ y $Q_d[m]$, comenzando el cálculo en el módulo 2.

E.4. Modelo matemático

Producción solar (módulo 2)

El campo de captadores es el responsable de la captación de energía térmica del sistema. El rendimiento del equipo depende de varios factores: radiación recibida sobre la superficie inclinada, temperatura de entrada del fluido, caudal de entrada y temperatura ambiente. Para el cálculo de la producción de calor $q_c[m,h]$ en W/m^2 se han utilizado las ecuaciones de rendimiento de captadores solares UNE-EN 12975 [8]. Estas ecuaciones utilizan datos horarios de radiación $q_r[m,h]$ en W/m^2 y la diferencia de temperatura entre el captador y el ambiente. Obsérvese que sólo se considera como calor captado si el rendimiento es positivo.

$$q_c[m, h] = \text{Máx}(k_0 \cdot q_r[m, h] - k_1 \cdot \Delta T[m, h] - k_2 \cdot \Delta T[m, h]^2 ; 0) \quad (\text{E.10})$$

$$\Delta T[m, h] = T_{cap}[m, h] - T_{amb}[m, h] \quad (\text{E.11})$$

La temperatura media del captador T_{cap} se calcula como la media entre la temperatura de entrada T_{ent} y la temperatura de salida T_{sal} del fluido.

$$T_{cap}[m, h] = (T_{ent}[m, h] + T_{sal}[m, h])/2 \quad (\text{E.12})$$

La temperatura de salida del captador depende de la temperatura de entrada al captador solar, el flujo másico que pasa por el captador a lo largo de una hora $m_s = 20 \text{ kg}/(\text{h}\cdot\text{m}^2)$ y el calor específico del fluido en el campo solar $c_{ps} = 4180 \text{ J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$.

$$T_{sal}[m, h] = T_{ent}[m, h] + q_c[m, h] \cdot 3600/(m_s \cdot c_{ps}) \quad (\text{E.13})$$

Obsérvese que si es conocida la temperatura de entrada T_{ent} , entonces las 4 ecuaciones anteriores nos permitirán calcular las 4 incógnitas: q_c , ΔT , T_{cap} y T_{sal} . El fluido que circula por el campo de captadores transfiere calor al acumulador por medio de un intercambiador de placas con disposición de flujos a contracorriente. Suponiendo que los flujos que circulan por los circuitos primario (el flujo que circula por el campo solar) y secundario (el flujo que sale del fondo del acumulador para calentarse y retornar a la cabeza del mismo) tienen la misma capacidad calorífica y que la temperatura del acumulador a lo largo del mes se mantiene constante se obtiene la ecuación

$$T_{ent}[m, h] = T_{sal}[m, h] - Eff \cdot (T_{sal}[m, h] - T_{acu}[m - 1]) \quad (\text{E.14})$$

que completa el sistema que permite calcular T_{ent} junto con las cuatro incógnitas anteriores.

La estratificación del agua juega un papel importante en la eficiencia del campo de captadores. La estratificación consiste en la aparición de un gradiente de temperaturas en el tanque debido a la variación de la densidad del agua con la temperatura. Esta se favorece si se introduce el agua caliente por la parte superior y el agua fría por la parte inferior evitando la mezcla del fluido a distintas temperaturas. El gran volumen del tanque hace que la transferencia de calor de la parte inferior a la superior sea pequeña comparada con la inercia térmica del agua y el gradiente de temperaturas se mantiene en el tiempo. El gradiente de temperaturas del tanque permite incrementar su capacidad de acumulación de calor. Para valorar este efecto se tiene en cuenta el periodo de remanencia media del agua en el acumulador estacional. A lo largo de un mes el campo de captadores y las bombas de circulación funcionan 300 horas, aproximadamente. El flujo que circula por el campo de captadores es de $20 \text{ kg}/(\text{h}\cdot\text{m}^2) \sim 0.02 \text{ m}^3/\text{h}$. Como la capacidad calorífica de los circuitos primario y secundario son iguales podemos suponer que éste es también flujo que sale del

acumulador a recoger el calor captado. Suponiendo una ratio de diseño volumen del acumulador / superficie de captadores $RVA = 6 \text{ m}^3/\text{m}^2$, tenemos que, en ausencia de descarga, el tiempo medio de residencia del agua en el tanque es $6/0,02 = 300 \text{ h}$. Así, a lo largo del mes toda el agua que ocupaba el volumen del tanque a la temperatura que estaba al finalizar el mes anterior pasará una vez a tomar calor captado. Esto permite apoyar la hipótesis considerada aquí: la temperatura media de salida del acumulador a lo largo de un mes es la temperatura del tanque al finalizar el mes anterior.

La radiación mensual Q_r y la producción mensual de calor del campo de captadores Q_c es la suma de los valores horarios multiplicado por el área del campo de captadores A y el número de días del mes. Las ecuaciones siguientes permiten calcular su valor mensual en MWh/mes.

$$Q_c[m] = NumDias[m] \cdot A \cdot 10^{-6} \sum_{j=1}^{24} q_c[m, h] \quad (\text{E.15})$$

$$Q_r[m] = NumDias[m] \cdot A \cdot 10^{-6} \sum_{j=1}^{24} q_c[m, h] \quad (\text{E.16})$$

La Tabla 2 muestra la producción solar horaria y mensual en el ejemplo considerado.

Tabla E.2: Producción solar, $q_c[m,h]$ en W/m^2 y $Q_c[m]$ en MWh/mes.

Hora/mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
7	0	0	0	13	46	33	8	0	0	0	0	0
8	0	41	82	116	155	146	135	86	0	0	0	0
9	91	156	202	231	274	267	270	226	126	47	0	27
10	192	273	321	342	385	379	396	359	251	170	94	126
11	276	367	416	429	471	466	494	464	352	269	184	208
12	324	421	470	479	520	515	550	523	410	327	236	255
13	327	424	474	482	524	519	554	528	414	331	239	257
14	284	376	426	439	482	478	508	478	366	282	195	215
15	204	287	338	358	402	398	418	383	274	191	111	138
16	106	176	224	253	296	292	299	257	156	74	8	43
17	10	62	106	140	180	175	168	120	30	0	0	0
18	0	0	2	36	70	60	40	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0
mes	180,6	232,2	304,6	319,7	379,0	359,1	382,1	340,6	229,2	168,2	102,8	126,2

Balance mensual (módulo 3)

El balance mensual del sistema requiere utilizar las condiciones de carga mínima y máxima del acumulador. Esto permite introducir los efectos de carga y descarga del tanque cumpliendo estos límites, determinar si es necesario utilizar energía auxiliar para atender la demanda ó despilfarrar parte del calor "teóricamente" captado. Todos los flujos de calor que aparecen en las ecuaciones de este módulo se expresan en MWh/mes.

Se ha estimado que para los casos de cálculo en España, empleando el colector seleccionado y el caudal específico impuesto, el agua caliente producida en el campo de captadores tendrá una temperatura media igual o superior a la de suministro incluso en los meses más fríos. Se utiliza la variable Q_c que expresa la cantidad de calor que se puede acumular. Se impone que el calor captado atenderá primero la demanda y sólo una vez cubierta en su totalidad quedará un remanente Q_e que estará disponible para cargar el acumulador estacional. También se obtiene como resultado el valor de Q_b que representa el calor captado en el mes que atiende la demanda de ese mes.

$$Q_e[m] = \text{Max} (Q_c[m] - Q_d[m]; 0) \quad (\text{E.17})$$

$$Q_b[m] = Q_c[m] - Q_e[m] \quad (\text{E.18})$$

La transferencia de calor al ambiente desde el acumulador Q_l se calcula multiplicando el coeficiente de transferencia de calor del tanque U_{acu} en $W/(m^2 \cdot K)$ por la superficie del tanque A_{acu} en m^2 , por la diferencia de temperatura entre el tanque y el terreno (T_{ter}), y por el número de horas del mes. Se utiliza la temperatura del acumulador al comienzo del mes para calcular las pérdidas de calor en el tanque durante el mes.

$$Q_l[m] = U_{acu} \cdot A_{acu} \cdot (T_{acu}[m-1] - T_{ter}) \cdot NumDias[m] \cdot 24 \cdot 10^{-6} \quad (E.19)$$

Para determinar el proceso de carga y descarga del tanque se emplea la variable intermedia Q_{sx} que expresa la máxima cantidad de calor que puede ser descargada.

$$Q_{sx}[m] = Max (EA[m-1] + Q_e[m] - Q_l[m] ; 0) \quad (E.20)$$

A continuación se determina la necesidad de calor auxiliar Q_g a lo largo del mes.

$$Q_g[m] = Max (Q_d[m] - Q_b[m] - Q_{sx}[m] ; 0) \quad (E.21)$$

Finalmente se calcula la cantidad de calor descargado Q_s como diferencia entre la demanda y la suma de la producción directa Q_b y del calor auxiliar.

$$Q_s[m] = Q_d[m] - (Q_b[m] + Q_g[m]) \quad (E.22)$$

El calor solar mensual producido por el sistema es suma del calor producido y consumido en el mes más el calor mensual descargado del acumulador.

$$Q_{solar}[m] = Q_b[m] + Q_s[m] \quad (E.23)$$

La carga teórica del acumulador al final del mes EA_x se calcula sin introducir el límite máximo de temperatura.

$$EA_x[m] = EA[m-1] + Q_e[m] - Q_l[m] - Q_s[m] \quad (E.24)$$

La carga real EA será la calculada siempre que no supere a la máxima

$$EA[m] = Min (EA_x[m] ; EA_{max}) \quad (E.25)$$

La temperatura en el acumulador al final del mes será

$$T_{acu}[m] = T_{min} + (T_{max} - T_{min}) \cdot \frac{EA[m]}{EA_{max}} \quad (E.26)$$

El conjunto de ecuaciones anteriores permite determinar los flujos de calor del sistema durante el mes y la energía acumulada al final del mismo a partir del conocimiento de la energía inicial presente en el acumulador; es decir, de la energía acumulada con que terminó el mes anterior. Para el cálculo de las pérdidas de calor Q_l también se requiere la temperatura del acumulador T_{acu} en dicho momento.

Las instalaciones reales cuentan con sistemas de seguridad que paran las bombas cuando la temperatura en el acumulador se aproxima a los $100^\circ C$. La parada reduce el número de horas de funcionamiento del campo de captadores y se denominan *stagnation hours*. La temperatura de control elegida en nuestro caso es $T_{max} = 90^\circ C$. Cuando la temperatura media del tanque supera este

valor se produce un rechazo de energía Q_x equivalente al calor que no se habría captado por la parada de máquinas.

$$Q_x[m] = EA_x[m] - EA_m[m] \quad (E.27)$$

El cálculo de la instalación se realiza para un ciclo anual en el cual la carga y la temperatura del acumulador al finalizar el año es la misma que al comenzar el año.

$$EA[0] = EA[12] \quad (E.28)$$

$$T_{acu}[0] = T_{acu}[12] \quad (E.29)$$

La Tabla 3 muestra las variables involucradas en el cálculo mensual del caso base.

Tabla E.3: Balance mensual (E en MWh, Q en MWh/mes, T en °C).

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Q_d	1010,6	800,1	700,2	417,2	104,4	95,3	89,5	92,5	95,3	268,9	662,2	1013,7
Q_r	304,8	358,9	457,9	469,9	536,1	542,8	609,8	604,8	501,0	446,2	337,8	288,4
Q_c	180,6	232,2	304,6	319,7	379,0	359,1	382,1	340,6	229,2	168,2	102,8	126,2
Q_b	180,6	232,2	304,6	319,7	104,4	95,3	89,5	92,5	95,3	168,2	102,8	126,2
Q_e	0	0	0	0	274,5	263,9	292,6	248,1	133,9	0	0	0
Q_x	0	0	0	0	0	0	0	0	73	0	0	0
Q_l	5,5	4,9	5,3	5,1	5,2	9,3	13,7	18,3	21,3	23,9	21,2	12,4
Q_s	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100,7	559,4	407,1
EA	-5,5	-10,4	-15,7	-20,8	248,6	503,3	782,2	1012,0	1124,6	1000,0	419,4	0
T_{acu}	29,8	29,5	29,3	29,1	41,1	52,5	65,0	75,3	80,3	74,7	48,8	30,0
Q_g	830,0	567,9	395,6	97,6	0	0	0	0	0	0	0	480,4
Q_{solar}	180,6	232,2	304,6	319,7	104,4	95,3	89,5	92,5	95,3	268,9	662,2	553,3

No se ha incluido en el cálculo el consumo de energía eléctrica de las bombas, las posibles pérdidas de calor en las tuberías del campo de captadores, pérdidas de calor en intercambiadores de calor ni pérdidas de calor en otros equipos auxiliares. Tampoco se han incluido pérdidas de calor de la red de distribución.

E.5. Resultados

Elaboración de resultados (módulo 4)

Al finalizar el cálculo anual del sistema se realizan una serie de operaciones para evaluar el resultado final. Lo primero que se calcula es el acumulado anual de las principales variables que corresponden con flujos de energía (Q_d , Q_r , Q_c , Q_b , Q_e , Q_x , Q_l , Q_s , Q_g y Q_{solar}). El balance anual del sistema de los flujos de entrada y salida

$$Balance_{anual} = Q_c + Q_g - Q_d - Q_l - Q_x \quad (E.30)$$

debe de ser igual a cero puesto que el cálculo se realiza para un ciclo anual.

La fracción solar del sistema y el rendimiento de los captadores pueden calcularse en base mensual y anual

$$FS = \frac{Q_{solar}}{Q_d} \quad (E.31)$$

$$\eta_{capt} = \frac{Q_c}{Q_r} \quad (E.32)$$

El rendimiento del acumulador estacional y el rendimiento global del sistema solar sólo pueden determinarse en base anual.

$$\eta_{acu} = \frac{Q_{solar}}{Q_c} \quad (E.33)$$

$$\eta_{sis} = \frac{Q_{solar}}{Q_r} \quad (E.34)$$

La Tabla 4 muestra los resultados para el caso base analizado.

Tabla E.4: Resultados (Q en MWh/mes, MWh/a).

	Q_r	Q_c	Q_x	Q_l	Q_d	Q_{solar}	Q_g	FS	η_{capt}	η_{acu}	η_{sis}
Ene	304,8	180,6	0	5,5	1010,6	108,6	830,0	0,179	0,592		
Feb	358,9	232,2	0	4,9	800,1	232,2	569,7	0,290	0,647		
Mzo	457,9	304,6	0	5,3	700,2	304,6	395,6	0,435	0,665		
Abr	469,9	319,7	0	5,1	417,2	319,7	97,6	0,766	0,680		
May	536,1	379,0	0	5,2	104,4	104,4	0	1	0,707		
Jun	542,8	359,1	0	9,3	95,3	95,3	0	1	0,662		
Jul	609,8	382,1	0	13,7	89,5	89,5	0	1	0,627		
Ago	604,8	340,6	0	18,3	92,5	92,5	0	1	0,563		
Sep	501,0	229,2	0	21,3	95,3	95,3	0	1	0,458		
Oct	446,2	168,2	0	23,9	268,9	268,9	0	1	0,377		
Nov	337,8	102,8	0	21,2	662,2	662,2	0	1	0,304		
Dic	288,4	126,2	0	12,4	1013,7	553,3	480,4	0,526	0,438		
AÑO	5458	3124	0	146	5350	2978	2372	0,557	0,572	0,953	0,546

Análisis de resultados

Sin entrar en una discusión detallada de los resultados obtenidos cabe señalar lo siguiente. La fracción solar alcanzada es del 55,7% por lo que cabe pensar en aumentar el área de colectores buscando incrementar su valor. Por otro lado, vemos que el acumulador no termina totalmente cargado; a finales de Septiembre se alcanza la máxima temperatura de 80,3°C (Tabla 3), cuando habíamos supuesto que la carga completa equivalía a alcanzar los 90°C. Vamos analizar a continuación ambas cuestiones en orden inverso al que han sido planteadas.

Una hipótesis razonable consiste en considerar que debe aprovecharse al máximo la capacidad del acumulador; es decir, que se alcance la temperatura máxima una vez al año con un despilfarro de calor Q_x nulo. En nuestro caso, los resultados obtenidos indican que el acumulador está sobredimensionado; por ello, a continuación vamos a determinar qué valor de RVA corresponde a dicha condición. La Tabla 5 muestra los resultados obtenidos al variar RVA con RAD constante.

Tabla E.5: Resultados obtenidos para Zaragoza 1000 viviendas, RAD=0,6 m²/(MWh/a).

RVA	V (m ³)	T _{max} (°C)	Q _x (MWh/año)	FS	η_{capt}	η_{acu}	η_{sis}
6,0	19260	80,3	0	0,557	0,572	0,953	0,546
5,9	18939	80,9	0	0,555	0,571	0,954	0,544
5,8	18618	81,5	0	0,554	0,569	0,954	0,543
5,7	18297	82,2	0	0,552	0,568	0,954	0,541
5,6	17976	82,9	0	0,551	0,566	0,954	0,540
5,5	17655	83,5	0	0,549	0,564	0,954	0,538
5,4	17334	84,2	0	0,548	0,563	0,954	0,537
5,3	17013	84,9	0	0,546	0,561	0,954	0,535
5,2	16692	85,7	0	0,544	0,559	0,954	0,534
5,1	16371	86,4	0	0,543	0,557	0,954	0,532
5,0	16050	87,2	0	0,541	0,556	0,954	0,530
4,9	15729	88,0	0	0,539	0,554	0,954	0,528
4,8	15408	88,7	0	0,537	0,552	0,955	0,527
4,7	15087	89,6	0	0,535	0,550	0,955	0,525
4,6	14766	90,0	7	0,533	0,548	0,953	0,522
4,5	14445	90,0	21	0,529	0,547	0,949	0,519
4,4	14124	90,0	35	0,526	0,546	0,944	0,515
4,3	13803	90,0	49	0,522	0,545	0,940	0,512
4,2	13482	90,0	62	0,519	0,544	0,936	0,509
4,1	13161	90,0	77	0,516	0,543	0,931	0,505
4,0	12840	90,0	92	0,512	0,542	0,927	0,502

Como puede apreciarse existe una relación RVA crítica (aprox. 4,7) por debajo de la cual el acumulador alcanza la temperatura máxima y se hace necesario despilfarrar parte del calor captado (en la práctica resulta más eficiente evitar captarlo parando las bombas de circulación). En la Figura 3 puede apreciarse también que aumentar RVA por encima del valor crítico conlleva un efecto positivo menor en la fracción solar.

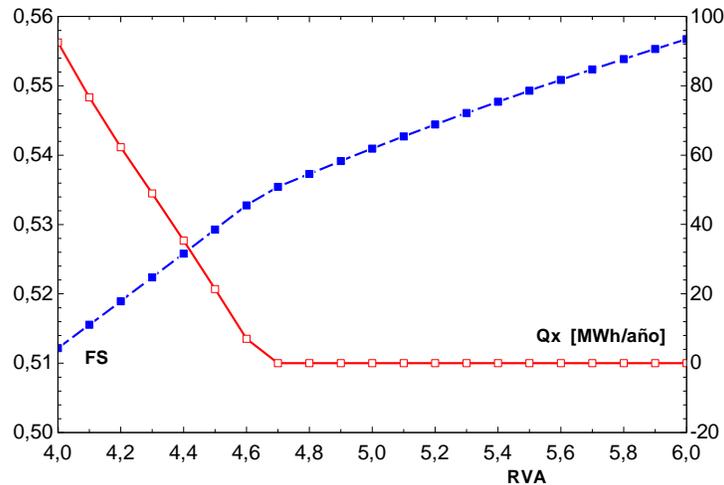


Figura E.3: Fracción solar y calor despidido en función del volumen de acumulación.

La hipótesis planteada en el punto anterior, de utilizar como condición de diseño el volumen de acumulación crítico ha sido apoyada por otros autores, pero debería validarse con un análisis económico más preciso. A continuación vamos a analizar el efecto de variar el área de colectores instalada.

La fracción solar y el ratio RVA que se obtiene aumentando el área de captadores con el volumen de acumulación crítico se muestra en la Figura 4. En general se observan las tendencias siguientes al aumentar RAD desde 0,50 hasta 1,20:

- i) el rendimiento de los captadores η_{col} disminuye linealmente desde 0,56 hasta 0,51;
- ii) el rendimiento del acumulador estacional η_{acu} aumenta ligeramente desde 0,87 hasta 0,89;
- iii) el rendimiento solar de la instalación η_{sis} disminuye linealmente desde 0,53 hasta 0,48;
- iv) la fracción solar FS aumenta linealmente desde 0,45 hasta 0,99;
- v) la relación RVA crítica aumenta significativamente.

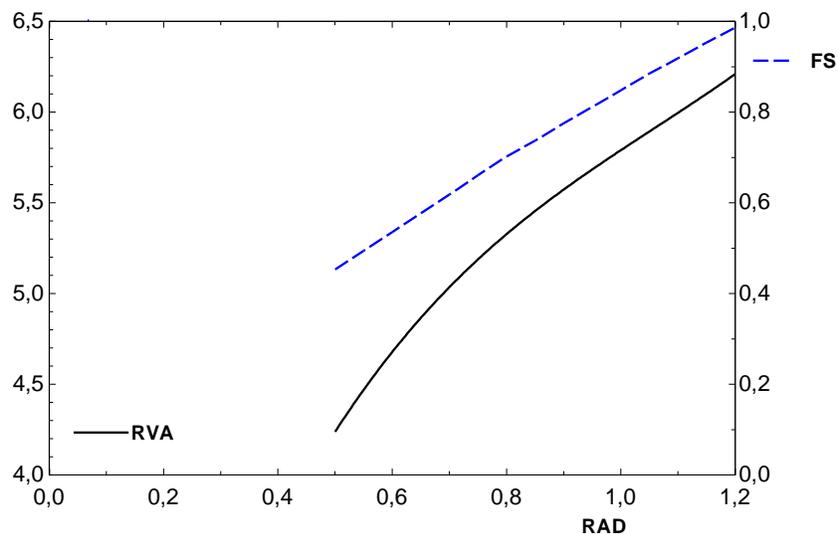


Figura E.4: Fracción solar y RVA crítica en función de RAD.

En conclusión, conseguir una fracción solar más elevada no solo exige, como es lógico, una mayor superficie de captadores sino también un volumen relativo mayor de almacenamiento.

E.6. Nomenclatura

ρ	Densidad del agua, kg/m^3
η_{col}	Rendimiento de los captadores solares
η_{acu}	Rendimiento del acumulador
η_{sis}	Rendimiento del sistema solar
A	Área total útil del campo de captadores, m^2
A_{acu}	Superficie externa del acumulador estacional, m^2
c_p	Calor específico del agua, $\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$
c_{ps}	Calor específico del fluido térmico empleado en el campo solar, $\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$
D	Diámetro del acumulador estacional, m
EA	Energía térmica acumulada, MWh
EA_{max}	Capacidad de carga térmica del acumulador, MWh
EA_x	Carga teórica del acumulador al finalizar el mes, MWh
Eff	Eficacia del intercambiador de calor
FS	Fracción solar
GD_{15}	Grados día en base 15, $^{\circ}\text{C}\cdot\text{día}$
GD_{ACS}	Grados día utilizados para distribuir el ACS, $^{\circ}\text{C}\cdot\text{día}$
GD_{cal}	Grados día utilizados para distribuir la calefacción, $^{\circ}\text{C}\cdot\text{día}$
H	Altura del acumulador estacional, m
k_0	Rendimiento óptico del captador solar, adimensional
k_1	Primer coeficiente de pérdidas de calor del captador solar, $\text{W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$
k_2	Segundo coeficiente de pérdidas de calor del captador solar, $\text{W}/(\text{m}^2\cdot\text{K}^2)$
m_s	Caudal en el campo solar por unidad de superficie de captadores, $\text{kg}/(\text{h}\cdot\text{m}^2)$
q_r	Flujo específico de energía solar captada en los captadores, W/m^2
q_c	Flujo específico de energía solar incidente en los captadores, W/m^2
Q_r	Radiación solar recibida por el campo de captadores, MWh/mes ó año
Q_c	Producción de energía térmica del campo de captadores, MWh/mes ó año
Q_b	Calor solar aportado directamente a la demanda, MWh/mes ó año
Q_e	Calor solar aportado al acumulador estacional, MWh/mes ó año
Q_x	Calor rechazado por acumulador completamente cargado, MWh/mes ó año
Q_l	Calor perdido del acumulador al ambiente, MWh/mes ó año
Q_s	Calor descargado por el acumulador, MWh/mes ó año
Q_{solar}	Calor solar aportado por el sistema a la demanda, MWh/mes ó año
Q_g	Calor aportado por el sistema auxiliar, MWh/mes ó año
Q_{sx}	Máxima cantidad de calor descargable del acumulador, MWh/mes ó año
RAD	Ratio área de campo de captadores entre demanda anual, $\text{m}^2/(\text{MWh}/\text{a})$
RHD	Aspecto del acumulador. Relación H/D
RVA	Ratio volumen del acumulador entre área de captadores, m^3/m^2
T_{acu}	Temperatura del acumulador, $^{\circ}\text{C}$
T_{min}	Temperatura mínima del acumulador estacional, $^{\circ}\text{C}$
T_{max}	Temperatura máxima del acumulador estacional, $^{\circ}\text{C}$
T_{cal}	Temperatura de servicio de la red de distrito, $^{\circ}\text{C}$
T_{ret}	Temperatura de retorno de la red de distrito, $^{\circ}\text{C}$
T_{cap}	Temperatura media del fluido en el colector solar, $^{\circ}\text{C}$
T_{ent}	Temperatura de entrada al captador solar, $^{\circ}\text{C}$
T_{sal}	Temperatura de salida del captador solar, $^{\circ}\text{C}$
T_{ACS}	Temperatura de servicio del ACS, $^{\circ}\text{C}$
T_{red}	Temperatura mensual de la red de suministro de agua potable, $^{\circ}\text{C}$
U_{acu}	Coefficiente de pérdidas del acumulador estacional al ambiente, $\text{W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$
V	Volumen del acumulador estacional, m^3

E.7. Bibliografía

- [E.1] S.A. Klein. *EES: Engineering Equation Solver*. F-Chart Software, Madison Wisconsin.
- [E.2] A. Sorensen, D. Trier, J.E. Nielsen, D. Borovsky et al. *Solar District Heating guidelines*. Solar District Heating Take Off project (2012).
www.solar-district-heating.eu [Consulta: 12 de febrero de 2013]
- [E.3] P.J. Lunde. *Prediction of the performance of solar heating systems utilizing annual storage*. Solar Energy 1979;22:69-75.
- [E.4] M.S. Drew, R.B.G. Selvage. *Sizing procedure and economic optimization methodology for seasonal storage solar systems*. Solar Energy 1980;25:79-83.
- [E.5] J.A. Duffie, W.A. Beckman. *Solar Engineering of Thermal Processes (3rd Ed.)*. Wiley, 2006
- [E.6] J.E. Braun, S.A. Klein and J.W. Mitchell. *Seasonal Storage of Energy in solar heating*. Solar Energy 1981;26:403-411.
- [E.7] AENOR. *Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria*. AENOR, UNE 94.002:2005.
- [E.8] AENOR. *Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares*. AENOR, UNE-EN 12975:2006.

ANEXO F: Glosario

ATES: Acumulador de energía térmica en acuífero; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Aquifer Thermal Energy Storage*”. Acumulador de energía térmica que utiliza un acuífero natural para acumular energía térmica en él y después utilizarla.

BTES: Acumulador de energía térmica en pozos del terreno; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Borehole Thermal Energy Storage*”. Acumulación de energía térmica en terreno que utiliza pozos excavados en los cuales se introducen tuberías por las que pasa el fluido calor portante. Las tuberías calientan el terreno cercano cuando se requiere acumular energía y enfrían el terreno cuando se desea consumir la energía térmica acumulada.

CSHP: Planta de generación de calor con aporte solar para calefacción de distrito, siglas provenientes de la denominación en inglés “*Central Solar Heating Plant*”. Contienen un gran campo de captadores solares conectados mediante tuberías que absorben calor de la radiación solar; por lo general, el calor captado se distribuye a los usuarios mediante una red de calefacción de distrito.

CSHPSS: CSHP con acumulación estacional; siglas provenientes del acrónimo inglés CSHP más “*Seasonal Storage*”. Estos sistemas centralizados que aportan calor solar a una red de distrito pueden acumular la sobreproducción de calor del verano para consumirla en invierno. La acumulación estacional permite aumentar la fracción solar obtenible en los sistemas CSHP.

CTE: Código técnico de la edificación. Marco normativo que establece las exigencias que deben cumplir los edificios en relación con los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad establecidos en la ley 38/1999 de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación (LOE). Las exigencias básicas de calidad que deben cumplir los edificios se refieren en materias de seguridad: seguridad estructural, seguridad contra incendios, seguridad de utilización y habitabilidad: salubridad, protección frente al ruido y ahorro de energía.

DH: Calefacción de distrito, siglas provenientes de la denominación en inglés “*District Heating*”. Aquellos sistemas que mediante tuberías aisladas térmicamente transportan calor en forma de agua caliente o vapor desde uno o varios productores a un gran número de usuarios.

ETC: Captador solar de tubo de vacío; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Evacuated Tube Collector*”. Captador solar formado por tubos transparentes dentro de los cuales se encuentra el absorbedor. Para reducir las pérdidas de calor los tubos están al vacío para evitar la transferencia de calor desde el absorbedor al exterior mediante conducción.

FPC: Captador solar plano; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Flat Plate Collector*”. Captadores solares térmicos planos formados por un absorbedor que capta la radiación recibida que pasa a través de una cubierta transparente. La cubierta genera una cámara de aire caliente dentro del captador reduciendo las pérdidas de calor al exterior.

FPC+DB: FPC con sistema “*Drain Back*”. El sistema Drain Back (drenado de retorno) se utiliza para vaciar de fluido caloportador el campo de captadores en los periodos no productivos.

FPC+R: FPC con “*Reflector*”. Se ubica frente al captador una superficie reflectante que refleje la radiación dirigida al captador en los periodos no productivos.

GC: Sistema que utiliza la energía solar térmica para accionar ciclos de refrigeración; siglas provenientes del inglés “*General Cooling*”. Este sistema se utiliza para cubrir parte de las necesidades de refrigeración de un edificio.

GH: Sistema que utiliza la energía térmica solar para atender necesidades de calefacción y otros posibles usos; siglas provenientes de la denominación en inglés “*General Heating*”. Este sistema se utiliza para cubrir parte de las necesidades de calefacción de un edificio aunque también puede incluir otros usos como la producción de agua caliente sanitaria, climatización de piscinas o incluso la producción del calor necesario de un sistema refrigeración por absorción.

IDAE: Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía. Es un organismo adscrito al Ministerio de Industria, Energía y Turismo del Gobierno español, a través de la Secretaría de Estado de Energía. El objetivo del IDAE es contribuir a la consecución de los objetivos que tiene adquiridos nuestro país en materia de mejora de la eficiencia energética, energías renovables y otras tecnologías bajas en carbono que constituyen el marco estratégico de su actividad.

IEA: Agencia Internacional de la Energía; siglas provenientes de la denominación en inglés “*International Energy Agency*”. Es una organización autónoma que trabaja para asegurar el suministro de energía a los países miembros y a otros. Fundada en 1973, durante la crisis del petróleo, tuvo como objetivo inicial el de coordinar una respuesta colectiva de los países miembros frente a futuras interrupciones en el suministro de petróleo, creando para ello un stock de petróleo de emergencia.

PC: Sistema energético que se utiliza para cubrir parte de las necesidades de refrigeración de procesos industriales con o sin otros usos complementarios; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Process Cooling*”.

PH: Sistema que se utiliza para cubrir parte de las necesidades térmicas de procesos industriales con o sin otros usos complementarios; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Process Heating*”.

PTES: Acumulador de energía térmica en fosa; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Pit Thermal Energy Storage*”. Acumulador de energía térmica basado en calentar agua o una mezcla de agua y grava en una fosa o balsa construida para tal efecto. La balsa se encuentra cubierta para reducir las pérdidas de calor al ambiente.

SDH: Calefacción de distrito con aporte solar; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Solar District Heating*”. Existe actualmente una plataforma de impulso a sistemas de calefacción de distrito con aporte solar llamada también SDH.

SHC: Calefacción y refrigeración con aporte solar; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Solar Heating and Cooling*”. La IEA contiene un grupo de trabajo llamado SHC que se dedica al estudio y al intercambio de información entre expertos en el campo de los sistemas de calefacción y refrigeración con aporte de energía solar para el sector residencial comercial e industrial.

SH: Sistema que se utiliza para cubrir parte de las necesidades de climatización de piscinas sin otros usos complementarios; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Swimming pool Heating*”.

TRNSYS: Software de simulación dinámica “*TRaNsient SYstem Simulation Tool*” desarrollado por el Solar Energy Laboratory (University of Wisconsin-Madison).

TRNBuild: Herramienta de TRNSYS para la generación de modelos de edificios y construcciones que puedan ser utilizadas en TRNSYS para la simulación térmica del edificio.

TTES: Acumulador de energía térmica en tanque de agua caliente; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Tank Thermal Energy Storage*”. Basado en calentar el agua dentro de un tanque y utilizar después el calor acumulado. La acumulación de energía en forma de calor sensible puede realizarse calentando a la vez toda la masa de agua o aprovechando la estratificación térmica natural. Para evitar las pérdidas de calor al ambiente las paredes del tanque se recubrirán con material aislante. El tanque puede apoyarse en la superficie del terreno o enterrarse.

UG: Captador sin cubierta; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Un-Glazed*” aludiendo a captadores solares. Captadores solares planos sin cubierta transparente sobre el absorbedor. Tienen un rendimiento óptico muy alto al no tener un elemento intermedio que refleje parte de la radiación al exterior. Por otro lado las pérdidas de calor son mayores al no disponer de una cámara de aire intermedia entre el captador y el aire exterior. Este tipo de captadores son adecuados para sistemas de baja temperatura como los de piscinas climatizadas. El coste de estos captadores es inferior al de los otros tipos de captadores solares térmicos.

WGTES: Acumulador de energía térmica en mezcla de agua y grava; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Water Gravel Thermal Energy Storage*”. Los acumuladores térmicos en balsas o fosas cuyo relleno se produce con una mezcla de agua y grava se denominan así.

WH: Sistema que se utiliza para cubrir parte de las necesidades de agua caliente sanitaria sin otros usos complementarios; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Water Heating*”.

WTES: Acumulador de energía térmica en agua; siglas provenientes de la denominación en inglés “*Water Thermal Energy Storage*”. Acumulador de energía térmica que utiliza el calor sensible del agua. Esta denominación recoge a los acumuladores construidos como tanques de acero (TTES), fosas/balsas (PTES), acuíferos (ATES) o cavernas en roca.