



Universidad  
Carlos III de Madrid

**Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos**

**PROYECTO FIN DE CARRERA**

**INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**ANÁLISIS DE COLECTORES  
SOLARES DE MEDIA  
TEMPERATURA**

Autor: Antonio Sastre Alfaro

Director: Antonio Lecuona Neumann

Leganés, octubre de 2016



Título: Análisis de colectores solares de media temperatura

Autor: Antonio Sastre Alfaro

Director: Antonio Lecuona Neumann

## EL TRIBUNAL

Presidente: Antonio Gámiz Blázquez

Vocal: Guillermo Robles Muñoz

Secretaria: María Fernández Torrijos





# Agradecimientos

A mis padres y mi hermana, por su apoyo incondicional, su paciencia y su cariño. Todos mis éxitos son gracias a vosotros.

A mis amigos, que siempre han sabido estar en los buenos y en los malos momentos.

A mi tutor, por permitirme realizar este proyecto, aconsejarme y ayudarme en la investigación llevada a cabo.



# Resumen

Inspirándose en trabajos anteriores desarrollados por la Agencia Internacional de la Energía, que determinan las necesidades de calor de proceso en la industria y el potencial de aplicación de la energía solar de concentración, este informe realiza un estudio del estado actual de los sistemas solares de media temperatura, y sus aplicaciones potenciales en diferentes sectores industriales y sector servicios, conectados a la red o en aplicaciones distribuidas.

Se realiza un análisis de los mercados solares de pequeña escala, y se comparan con aquellos donde dominan captadores solares de gran tamaño, especialmente diseñados para el sector termoeléctrico.

Por otra parte, este informe analiza los distintos tipos de módulos solares de media temperatura, y las soluciones técnicas aplicadas en cada uno de ellos, para posteriormente realizar una valoración comparativa de las distintas tecnologías de concentración. Se describe el modelado óptico y térmico de estos sistemas, y se investigan aspectos como los nuevos diseños de espejos finos de primera superficie, basados en múltiples películas de polímeros ligeros y revestimientos de plata, aluminio y óxidos reflectantes. Igualmente, se investigan los nuevos desarrollos de estructuras específicamente diseñadas para módulos de pequeño tamaño, las cuales deben ser simples, ligeras y baratas, para que estos sistemas puedan ser competitivos frente a otros tipos de fuentes de energía. Se abordan otros aspectos, como los recubrimientos selectivos, los sistemas de seguimiento y los requerimientos de instalación.

Finalmente se realiza un análisis de la productividad de estos sistemas y del coste de cada tipo de módulo solar.

Palabras clave: módulos solares, sistemas solares de media temperatura, CSP, concentradores cilindro-parabólicos (CCP), Fresnel, FMSC, lentes Fresnel.



# Abstract

Inspired by previous work carried out by the International Energy Agency (IEA), which determined the needs of process heat in industry and the potential application of solar energy concentration, this report makes a study of the current state of solar systems of medium temperature, and its potential applications in various industries and service sector, for on-grid or off-grid applications.

An analysis of small scale solar markets is performed, and compared with those on which large solar collectors dominate, specially designed for the thermoelectric sector.

Moreover, this report analyzes the different types of solar modules medium temperature (CSP), and technical solutions applied in each one, in order to make a comparative assessment of the various solar concentration technologies. An optical and thermal modeling of such systems are described, and aspects such as new designs of first surface thin mirrors, based on multiple lightweight polymer films and reflective silvered or aluminized coatings, and reflective and protective oxides front films are also investigated. Similarly, this research focuses on new developments of structures specifically designed for small modules, which should be simple, light and cheap, so that these systems could be competitive with other energy sources. Other aspects, such as selective coatings, tracking systems and installation requirements are addressed as well.

Finally, an analysis of the thermal efficiency of these systems and the cost of each type of solar module has been made.

Keywords: solar modules, CSP, parabolic trough, Fresnel, FMSC, Fresnel lenses, solar process heat

## Contenidos

Abreviaturas .....	13
Nomenclatura.....	15
Índice de tablas .....	17
Índice de figuras .....	19
1 Introducción .....	27
1.1 Punto de partida e introducción a la problemática energética .....	27
1.2 Objetivos .....	32
1.3 Etapas en el desarrollo del informe, herramientas y medios empleados .....	32
1.4 Resumen de la estructura de la memoria .....	33
2 Energía termosolar.....	35
2.1 Fuentes de energía. Contexto energético actual. ....	35
2.1.1 No renovables .....	35
2.1.1.1 Combustibles fósiles.....	36
2.1.1.1.1 Carbón.....	36
2.1.1.1.2 Petróleo.....	37
2.1.1.1.3 Gas natural .....	37
2.1.1.2 Energía nuclear.....	38
2.1.2 Renovables .....	40
2.2 Energía solar.....	41
2.3 Contexto energético actual.....	44
2.4 Mercados CSP.....	49
2.4.1 Clasificación de las tecnologías CSP según tamaño .....	49
2.4.2 Distribución de los mercados de concentración solar .....	52
3 Componentes de un sistema de concentración.....	56
3.1 Instalaciones solares de concentración. ....	57
3.2 Tecnologías de concentración solar en el mercado. Ventajas frente a sistemas sin concentración.....	69
3.2.1 Temperaturas medias. ....	74
3.2.1.1 Concentradores Cilindro-Parabólicos (CCP) .....	76
3.2.1.2 Concentradores lineales Fresnel .....	81

3.2.1.3	Otras tecnologías con menor representación.....	85
3.2.1.3.1	Concentradores solares de espejo fijo (FMSC) .....	86
3.2.1.3.2	Lentes Fresnel .....	91
3.2.2	Temperaturas altas .....	99
3.2.2.1	Torre solar .....	100
3.2.2.2	Discos parabólicos .....	108
3.3	Unidad receptora .....	112
3.3.1	Receptor lineal .....	114
3.3.1.1	Tubo absorbedor .....	115
3.3.1.2	Cavidad receptora .....	118
3.3.1.3	Recubrimientos selectivos.....	120
3.4	Sistemas de seguimiento, accionamiento y control.....	126
4	Modelado de sistemas de media temperatura.....	128
4.1	Conceptos teóricos previos .....	129
4.1.1	Radiación solar. ....	129
4.1.2	Ángulos.....	131
4.1.2.1	Ángulos solares.....	131
4.1.2.2	Ángulo de incidencia .....	134
4.1.2.3	Ángulo de aceptación .....	135
4.1.2.4	Ángulo de bordes .....	137
4.2	Área de apertura bruta, neta y real. ....	138
4.3	Factor de concentración.....	144
4.4	Factor de interceptación .....	146
4.5	Eficiencia óptica.....	147
4.5.1	Fuentes de pérdidas ópticas .....	148
4.5.2	Diámetro óptimo .....	150
4.6	Eficiencia térmica. Curva de normalización. Normativa americana y europea .....	151
4.6.1	Incremento de pérdidas térmicas .....	153
4.6.2	Curva de normalización del colector acorde con la normativa vigente.....	159
4.7	IAM.....	170
5	Resultados .....	173
5.1	Criterios de búsqueda .....	173
5.2	Presentación del mercado.....	180
5.3	Caracterización del mercado.....	198

5.3.1	Parámetros geométricos .....	198
5.3.2	Componentes .....	210
5.3.2.1	Estructura .....	210
5.3.2.2	Espejos.....	227
5.3.2.3	Receptor, revestimientos selectivos y procesos de fabricación .....	241
5.3.2.4	Sistemas de seguimiento.....	262
5.3.3	Parámetros energéticos .....	273
5.3.4	Costes .....	286
5.3.5	Aplicaciones de concentradores solares de media temperatura.....	292
6	Conclusiones .....	299
6.1	Principales resultados y conclusiones .....	299
6.2	Coste del proyecto .....	305
6.3	Trabajos futuros .....	307
7	Bibliografía .....	307
8	Anexo I.....	314
8.1	Consumo de energía primaria y final en España.....	314
8.2	Mapas de distribución del mercado por tecnologías y tamaños .....	316
8.3	Estudio de crecimiento, evolución y tendencia expansionista del mercado .....	319
9	Anexo II.....	323
9.1	Presentación del mercado CSP de media temperatura .....	324
9.2	Parámetros geométricos .....	330
9.2.1	Parámetros del campo solar .....	330
9.2.2	Concentrador solar y receptor .....	334
9.3	Componentes .....	345
9.3.1	Espejos.....	345
9.3.2	Receptor .....	347
9.3.3	Sistemas de seguimiento y accionamiento .....	359
9.4	Características operativas de los concentradores en el mercado .....	363
9.4.1	Prestaciones .....	363
9.4.2	Condiciones de operatividad.....	371
9.4.3	Costes .....	374
9.4.4	Gráficas análisis comparativo.....	375



## Abreviaturas

ADC Conversor de señal analógica a digital

AEE Intec Institute for Sustainable Technologies

ANU Universidad Nacional de Australia

AR Antirreflectante

ASIT Asociación Solar de la Industria Térmica

BLDC Motor eléctrico de CC sin escobillas

CA Corriente Alterna

CC Corriente Continua

CC Ciclo Combinado

CCP Concentrador de Canal Cilindro-Parabólico

CIEMAT Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

CLFR Sistemas concentradores lineales Fresnel compactos

CPC Compound Parabolic Concentrator

CORDIS *Community Research and Development Information Service*

CSP *Concentrating Solar Power*. Tecnología solar de concentración.

DARA Development Assistance Research Associates

DLR Centro Aeroespacial Alemán

DSG Generación Directa de Vapor

EASAC European Academies Science Advisory Council

EFTE Etileno-tetrafluoroetileno

ESTELA *European Solar Thermal Electricity Association*

EOT Ecuación del Tiempo

EOR Enhanced Oil Recovery

FMSC Concentradores Solares lineales con reflector estacionario y receptor móvil

GDL Grado De Libertad

GEI Gases de Efecto Invernadero

GLP Gas Licuado del Petróleo

HCE Heat Collector Element

HCPV *High Concentrating Photovoltaic*. Sistemas fotovoltaicos de alta concentración

HTE Fluido térmico o de trabajo del sistema de captación solar

IAM Incidence Angle Modifier. Factor de modificación de la eficiencia óptica con el ángulo de incidencia de la radiación incidente

IRENA *International Renewable Energy Agency*

ITW Instituto de Termodinámica e Ingeniería Térmica de la Universidad de Stuttgart

LCPV *Low Concentrating Photovoltaic*. Sistemas fotovoltaicos de baja concentración

NREL National Renewable Energy Laboratory

OIEA Organismo Internacional de Energía Atómica (*International Atomic Energy Agency, IAEA*)

OMS Observatorio Mundial de la Salud

OPEP Organización de Países Exportadores de Petróleo

PER Plan de Energías Renovables

PLC Controlador lógico programable

PMMA

PU Espuma de poliuretano

PV Fotovoltaica

PVD *Physical Vapour Deposition*

PV/T *Photovoltaic Thermal Systems*. Sistemas híbridos.

RTD Detectores de temperatura por resistencia o termómetros de resistencia

RSU Residuos Sólidos Urbanos

SCA Solar Collector Assembly

SHC Solar Heating and Cooling Programme

SIJ Instituto Solar de Jülich

SPF Institut für Solartechnik

SRCC Solar Rating and Certification Corporation

TMY Typical Meteorological Year

## Nomenclatura

$A_{ap}$ ,  $A_{apneta}$  Área neta de apertura del captador solar

$A_{apbruta}$  Área bruta de apertura del captador solar

$A_{apreal}$  Área real de apertura del captador solar

$A_{apbloqueo}$  Pérdida de área de apertura por efectos de bloqueo entre los espejos

$A_{apend loss}$  Pérdida de área de apertura por efecto de borde en los espejos

$A_{apsombreado}$  Pérdida de área de apertura por sombreado de los espejos/lentes

$C$  Factor de concentración

$C_g$  Factor de concentración geométrico

$D$  Ancho de apertura de un captador solar

$D_{faceta}$  Ancho de apertura de una faceta

$D_{sep}$  Separación entre filas paralelas adyacentes en el campo solar

$D_{sombra}$  Parte del ancho de apertura del captador afectado por la proyección de la sombra de un módulo adyacente

$d$  Diámetro del receptor

$f$  Distancia focal

$f_{end loss}$  Factor de pérdidas por efectos de borde

$f_{ensuc}$  Coeficiente de ensuciamiento

$G_b$  Irradiación solar directa

$G_{brec}$  Radiación directa que incide el receptor proveniente de los concentradores reflectantes/refractantes

$G_{bref}$  Radiación directa reflejada/refractada especularmente por los espejos/lentes

$h_{rap}$  Altura del receptor sobre las bandas de reflectores primarios en captadores lineales Fresnel y FSMC

$K(\theta)$  Factor IAM dependiente del ángulo de incidencia de la radiación solar

$K_{\theta_L}$  Factor IAM según la dirección longitudinal al eje del captador solar

$K_{\theta_T}$  Factor IAM según la dirección transversal al eje del captador solar

$L, L_{ap}$  Longitud de apertura del captador solar

$L_{sep}$  Separación entre captadores solares consecutivos pertenecientes a un mismo conjunto SCA

$l_{end\ loss}$  Longitud de apertura del captador solar perdida por efecto de borde, de final de fila o *end loss effect*

$l_{end\ loss_{sep}}$  Longitud de apertura de captador solar perdida por efecto de borde en un conjunto SCA donde existe una cierta separación entre módulos consecutivos

$\dot{Q}_t$  Potencia térmica basada en el área de apertura del módulo

$\dot{Q}_e$  Potencia eléctrica basada en el área de apertura del módulo

$\dot{Q}_{ehib}$  Potencia eléctrica basada en el área de apertura de un módulo híbrido

$T_a$  Temperatura ambiente

$T_{fi}$  Temperatura del fluido a la entrada del módulo

$T_{fo}$  Temperatura del fluido a la salida del módulo

$T_{op}$  Temperatura de operación

$U_L$  Coeficiente global de transferencia de calor

$V_{max}$  Volumen máximo de fluido de trabajo en el campo solar

$V_{max}$  Velocidad máxima del fluido térmico

$\alpha$  Absortividad térmica

$\alpha_n$  Absortividad térmica ante irradiación normal

$\alpha_{umbral}$  Ángulo mínimo sobre la horizontal para evitar efectos de sombreado

$\alpha_{sombra}$  Ángulo de inclinación del área de apertura del captador sobre la horizontal para el cual se producen efectos de sombras.

$\beta$  Inclinación respecto del plano horizontal de la superficie de apertura del colector

$\gamma$  Altura solar

$\gamma_{int}$  Factor de interceptación del captador solar

$\delta$  Declinación

$\Delta P$  Pérdida de carga

$\Delta T_m$  Diferencia media de temperatura entre el fluido térmico y el ambiente

$\varepsilon$  Emisividad térmica

$\eta$  Rendimiento térmico

$\theta$  Ángulo de incidencia

$\theta_L$  Proyección del ángulo de incidencia sobre el plano longitudinal al eje del colector

$\theta_T$  Proyección del ángulo de incidencia sobre el plano transversal al eje del colector

$\rho$  Reflectividad

$\sigma$  Constante de Stefan Boltzman

$\sigma_{contorno}$  Error óptico del contorno de espejo/lente

$\sigma_{desalineación}$  Error óptico generado en la superficie del material reflectante/refractante

$\sigma_{desplaz}$  Error óptico por ubicación incorrecta o desplazamiento del receptor respecto del foco

$\sigma_{espejo}$  Error óptico generado en la superficie del material reflectante/refractante

$\sigma_{sol}$  Error óptico debido al tamaño finito del Sol

$\sigma_{tot}$  Errores ópticos totales del sistema de captación

$\sigma_{totalerrorios}$  Suma del total de errores ópticos aleatorios

$\tau$  Transmitancia de la cubierta del receptor

$\phi$  Latitud

$\varphi$  Ángulo de inclinación de los espejos respecto del eje del captador solar

$\Psi$  Ángulo acimutal

$\Psi_{ap}$  Ángulo acimutal respecto al sur

$\Psi_{rim}$  Ángulo de bordes, *rim angle*

$\omega$  Ángulo horario

## Índice de tablas

Tabla 3.1. Sistemas solares de concentración según su temperatura de aplicación .....	74
Tabla 4.1. Ensayo de rendimiento térmico según norma UNE EN 12975-2.....	165
Tabla 4.2. Condiciones de ensayo según el estándar ANSI/ASHRAE 93 .....	168
Tabla 4.3. Resumen diferencias entre las principales normas vigentes .....	169
Tabla 5.1. Respuesta de fabricantes .....	176
Tabla 5.2. Presentación de productores actuales y recientes .....	189

Tabla 5.3. Aprovechamiento del campo solar.....	202
Tabla 5.4. Tabla parámetros geométricos principales de un concentrador solar.....	204
Tabla 5.5. Estructura concentradores solares de media temperatura .....	220
Tabla 5.6. Espejos de sistemas de concentración de media temperatura.....	234
Tabla 5.7. Clasificación de tipos de revestimientos selectivos y sus características principales .....	253
Tabla 5.8. Revestimientos selectivos comercializados actualmente .....	254
Tabla 5.9. Estado de uso de los tipos de revestimientos selectivos en el mercado CSP actual	255
Tabla 5.10. Procesos de fabricación del revestimiento selectivo .....	256
Tabla 5.11. Proceso de aplicación de revestimiento antirreflectante sobre cubierta de vidrio	257
Tabla 5.12. Características principales del diseño del receptor en los sistemas solares de media concentración.....	258
Tabla 5.13. Sistemas de seguimiento.....	268
Tabla 5.14. Generación por unidad de área de apertura neta, según las dos tecnologías principales en CSP de media temperatura, para $G_b = 900-1000 \text{ W/m}^2$ .....	279
Tabla 5.15. Generación por unidad de área de apertura neta, según otras tecnologías y configuraciones en el sector de energía solar térmica y fotovoltaica, para $G_b = 900-1000 \text{ W/m}^2$ .....	280
Tabla 5.16. Parámetros de eficiencia .....	282
Tabla 5.17. Costes captadores solares de media concentración en el mercado .....	288
Tabla 5.18. Aplicaciones para concentradores solares de pequeña escala .....	293
Tabla 5.19. Aplicaciones para captadores solares de concentración de gran escala .....	296
Tabla 6.1. Costes personal .....	305
Tabla 6.2. Coste del equipo informático .....	306
Tabla 6.3. Coste material de oficina e impresión.....	306
Tabla 6.4. Coste artículos, normas y libros .....	306
Tabla 6.5. Coste varios del local y transporte .....	306
Tabla 8.1. Consumo de energía primaria en España en 2015. Fuente: IDAE.....	314
Tabla 8.2. Consumo de energía final en España en 2015. Fuente: IDAE.....	315
Tabla 9.1. Páginas web de referencia de los fabricantes de concentradores solares de media temperatura .....	324
Tabla 9.2. Parámetros del campo solar.....	330
Tabla 9.3. Parámetros geométricos concentrador solar.....	334
Tabla 9.4. Parámetros geométricos receptor .....	341
Tabla 9.5. Tabla complementaria espejos.....	345
Tabla 9.6. Diseño del receptor .....	347
Tabla 9.7. Materiales de fabricación y parámetros técnicos del receptor .....	351
Tabla 9.8. Fluido térmico.....	356
Tabla 9.9. Sistemas de accionamiento .....	359
Tabla 9.10. Parámetros de funcionamiento del concentrador solar .....	363
Tabla 9.11. Condiciones de operatividad .....	371
Tabla 9.12. Tabla complementaria de costes.....	374

## Índice de figuras

Figura 1.1. Consumo de energía final por sectores en Europa en 2007. Fuente: fabricación propia a partir de datos de (Eurostat, 2016) (Claudia Vannoni, 2008) .....	30
Figura 1.2. Consumo de energía final por sectores en España en 2006 (izq.) y en 2010 (dcha.). Fuente: fabricación propia a partir de datos de (IDAE, 2016). .....	30
Figura 1.3. Demanda de calor de proceso por sectores industriales. Fabricación propia a partir de datos de (Agencia Internacional de la Energía, 2016) (Claudia Vannoni, 2008) (S. Mekhilef, 2010). .....	31
Figura 1.4. Demanda de calor según tipo de proceso industrial. Fuente: fabricación propia a partir de datos de (Agencia Internacional de la Energía, 2016) (S. Mekhilef, 2010). .....	31
Figura 2.1. Puestos de trabajo en el sector de energías renovables a nivel mundial en 2015. Fuente: (Renewables 2016 Global Status Report, 2016) .....	41
Figura 2.2. Capacidades instaladas en energías renovables en el mundo en 2015. Fuente: REN21 (Renewables 2016 Global Status Report, 2016). .....	46
Figura 2.3. Consumo de energía final en España en el año 2015. Fuente: (IDAE, 2016) .....	46
Figura 2.4. Evolución de la potencia instalada en España. Fuente: REE (REE, 2016) y Endesa (Endesa, 2016). .....	47
Figura 2.5. Evolución de la potencia instalada en España, por sectores. Fuente: REE (REE, 2016) y Endesa (Endesa, 2016). .....	47
Figura 2.6. Evolución de la energía generada en España. Fuente: REE (REE, 2016) y Endesa (Endesa, 2016). .....	48
Figura 2.7. Estructura de generación en el sistema eléctrico español, a fecha 26/9/2016. Fuente: REE (REE, 2016) .....	49
Figura 2.8. Campo solar de capacidad menor a 1 MW, instalado en azotea, de módulos tipo CCP de pequeña escala, modelo Abengoa RMT. Fuente: Abengoa Solar (Abengoa Solar, 2015) .....	50
Figura 2.9. Centro de investigación de energía solar térmica en Coimbatore, India, basado en tecnología Fresnel de gran escala y producción directa de vapor saturado (DSG). Fuente: (KGDS, 2015). .....	51
Figura 2.10. Vistas aéreas de la planta termosolar Puerto Errado 2 (PE2), de 30 MWe (150 MWt), en operación desde Agosto de 2012. Fuente: (Novatec Solar, 2015). .....	51
Figura 2.11. Distribución de capacidad instalada en CSP en 2011. Fuente: (Robert Pitz-Paal, 2013) (EASAC, 2016). .....	53
Figura 2.12. Mapa de distribución de las plantas CSP en el mundo. Fuente: (CSP World, 2015) .....	54
Figura 2.13. Capacidad instalada en CSP a nivel global, entre 2005 y 2015. Fuente: (Renewables 2016 Global Status Report, 2016) .....	54
Figura 2.14. Escenarios de crecimiento de la tecnología CSP en Europa para 2020 y 2030. Fuente: (Kiviluoma, 2011) .....	55
Figura 2.15. Crecimiento de la capacidad instalada de CPV. Fuente: Instituto Fraunhofer ISE. ..	55
Figura 2.16. Distribución de la energía CPV conectada a la red en 2015. Fuente: (Current Status of Concentrator photovoltaic (CPV) Technology, 2016) .....	56
Figura 3.1. Esquema de un lazo de 2 filas unidas por conexiones rígidas. Ejemplo de campo solar CCP con esta disposición destinada a precalentamiento de agua para procesos de	

limpieza en fábrica de utensilios de cocina en Portugal. Fuente: DLR, proyecto ENERMENA (DLR, 2015) (Google imágenes).....	58
Figura 3.2. Recreación, transporte mediante tractor y carro, e instalación mediante grúa de un módulo Eurotrough en central Kuraymat para ISCC y en Andasol III. Fuente: (SBP, 2015), (NREL, 2016). .....	59
Figura 3.3. Módulo Rackam S10 o Icarus Heat 10, y despiece de un conjunto SCA modelo Rackam S10. Fuente: (Rackam). .....	60
Figura 3.4. a) Generación de vapor saturado en PSA, filas de 2 conjuntos SCA, 4 módulos cada uno. b) Colector CCP Nep Solar Polytrough en fábrica de quesos en Saignelégier, Suiza. Sistema indirecto, suministro de agua caliente a 130°C. Lazos simples, filas paralelas sólo de ida, tuberías de baja y alta presión en ambos extremos. c) Nep Solar Polytrough 1800 en suministro de vapor de proceso a 170°C y 8 bar, en fábrica de procesamiento de alimentos y centro comercial. d) Conjuntos SCA de 4 módulos Nep Solar Polytrough. Fuente: (PSA) (Nep Solar). .....	61
Figura 3.5. Concentrador Heliotrough en SCA de 190 m de longitud. Fuente: Flagsol GmbH. (Heliotrough).....	61
Figura 3.6. Lazos dispuestos en paralelo en la planta solar térmica Kimberlina, en Bakersfield, California. Fuente: (Areva Solar). .....	61
Figura 3.7. Diagrama de un planta termosolar convencional de gran escala con sistema indirecto y HTF aceite térmico. Ciclo Rankine orgánico. Fuente: (Gear Solar) .....	63
Figura 3.8. Diagrama de una planta termosolar de pequeña y mediana escala con sistema indirecto para aplicación en procesos industriales. Fuente: (Frank Kreith, 2007).....	63
Figura 3.9. a) Diseño del campo solar en I. b) Diseño en H. Emplazamiento centralizado del bloque de potencia. Fuente: (SBP, 2015).....	64
Figura 3.10. Instalaciones termosolares micro-CSP con bloque de potencia situado lateralmente. Fuente: (Sopogy, 2015). .....	64
Figura 3.11. a) Diseño de una central termosolar CCP convencional con HTF aceite térmico y sistema de almacenamiento en sales fundidas. b) Diseño de una central termosolar CCP con HTF sales fundidas. Fuente: (Archimede). .....	65
Figura 3.12. Central termosolar Fresnel con HTF sales fundidas y sistema de almacenamiento directo. Fuente: (Areva Solar). .....	66
Figura 3.13. Diagrama de una central termosolar con CCP y generación directa de vapor. Fuente: (Feldhoff, 2012).....	67
Figura 3.14. Diagrama de una instalación de concentradores Fresnel con sistema DSG. Fuente: (Areva Solar).....	67
Figura 3.15. Tubos receptores híbridos con células fotovoltaicas de Si monocristalino con sistemas de concentración secundarios acoplados en el interior del tubo (espejos laterales o lentes frontales). Fuente: (SunOyster, 2016). .....	68
Figura 3.16. Tipos de receptores híbridos combinados con diferentes tecnologías de concentración (CCP, CCP segmentado, Fresnel, CPC). a) Colector CHAPS. b) Absolicon X10PVT c) Cogenra T14. d) Chromasun. e) Solarus CPC. Fuente: (ANU, 2015), (Absolicon, 2015), (Cogenra, 2015), (Chromasun, 2015), (Google imágenes). .....	68
Figura 3.17. a) Esquema típico de una central PVT de pequeña escala. b) Campo solar de colectores CCP segmentados Cogenra T14. c) Integración en edificios de módulos híbridos Solarus. Fuente: (Cogenra, 2015) (Google imágenes).....	69



Figura 3.18. Diagrama representativo de sistemas formadores y no formadores de imágenes. Fuente: (Pelka, 2015) .....	73
Figura 3.19. Ilustración de un sistema no formador de imágenes de tubos Sydney (tubo de vacío con espejo CPC) e instalación de paneles de tubos Sydney con placa aislante acristalada. Fuente: (SOLARFOCUS, 2015).....	73
Figura 3.20. Diagrama de un concentrador de lentes Fresnel fotovoltaico no formador de imágenes. Fuente: (Google imágenes).....	74
Figura 3.21. Esquema de un colector CCP. Fuente: (Google imágenes). .....	76
Figura 3.22. Despiece de un módulo CCP Skytrough en sus principales componentes: estructura (pilares de soporte y accionamiento, estructura de soporte de los espejos y subestructuras de soporte del receptor), paneles reflectantes parabólicos y tubo absorbente (izq.). Vista de un canal parabólico compuesto por <i>segmentos</i> de espejo curvados (cha.). Fuente: (SkyFuel, 2015). .....	77
Figura 3.23. Diagrama de módulo CCP segmentado, Cogenra T14. Fuente: (Cogenra, 2015), (districtenergy, 2015).....	78
Figura 3.24. Ejemplo de dos versiones del concentrador CCP segmentado de Cogenra. Fuente: (Cogenra, 2015) (greenerdawn).....	78
Figura 3.25. Vista frontal y trasera del diseño de un conjunto SCA con estructura tubo de torsión (izq.) e imagen del colector Solarlite SL4600. Fuente: (Power From the Sun, 2015), (Solarlite, 2015) .....	79
Figura 3.26. Estructura tubo de torsión en pequeña escala, colector Polytrough. Fuente: (Nep Solar) .....	79
Figura 3.27. Estructura espacial de cerchas en V, colector LS-3 de Solel. Fuente: (Hank Price, 2002), (Google imágenes). .....	80
Figura 3.28. Estructura en celosía tridimensional módulo Solargenix SGX1. Fuente: (NREL, 2015) .....	80
Figura 3.29. Estructura tipo caja de torsión perteneciente al colector Eurotrough. Fuente: (Google imágenes) y (BINE, 2015).....	80
Figura 3.30. Esquema de los componentes fundamentales de un concentrador Fresnel. Fuente: (CNIM, 2015). .....	82
Figura 3.31. Diagrama del receptor formado por la cavidad receptora, los espejos secundarios y el tubo absorbente (izq.). Fotografía de una cavidad receptora trapezoidal multitubo no evacuado y con espejos secundarios planos. Fuente: (Google imágenes). .....	82
Figura 3.32. Pérdida de área de apertura efectiva en el seguimiento de la posición solar. Fuente: (Google imágenes). .....	84
Figura 3.33. Diagrama y e ilustración de un diseño CLFR. Fuente: (School of Physics. University of Sydney, 2002).....	85
Figura 3.34. FMSC de matriz inclinada de espejos planos. Fuente: (Power From the Sun, 2015) .....	87
Figura 3.35. FMSC de matriz horizontal de espejos planos. Fuente: (Ramon Pujol-Nadal, 2014) .....	88
Figura 3.36. Diagrama de la geometría de un captador solar FMSC de espejos curvos parabólicos. Fuente: (Longlong Li, 2014) .....	89
Figura 3.37. Reflexión de irradiación directa no normal por una faceta con perfil parabólico. Fuente: (TSC, 2015). .....	90

Figura 3.38. Concentrador FMSC de matriz plana y multireceptor. Fuente: (TSC, 2015) .....	90
Figura 3.39. Comparación entre lente Fresnel convexa y lente esférica (plano-convexa) clásica. Fuente: (Google imágenes). .....	92
Figura 3.40. Esquema de funcionamiento de un concentrador solar de lentes Fresnel simple formador de imágenes y otro con segunda etapa de concentración. Fuente: (Google imágenes) .....	92
Figura 3.41. Esquema y foto real de una máquina de moldeo de la lente Fresnel, molde de lente Fresnel de 1,1x1,1 m <sup>2</sup> , y foto proceso análogo de inyección y moldeo de vidrio fundido en un lente Fresnel fotográfica. Fuente: (Fresnel Solar Energy, 2016), (Google imágenes).....	94
Figura 3.42. Cuchilla de diamante cortando una placa plana de vidrio a partir de un bloque de vidrio óptico (bajo en hierro). Fuente: (Youtube, 2016) .....	95
Figura 3.43. Taladro de diamante cortando discos de una placa plana de vidrio y rectificadora dando la forma convexa a una lente Fresnel convencional. Fuente: (Youtube, 2016).....	95
Figura 3.44. Cámara de vacío donde se aplica la capa PVD. Fuente: (Youtube, 2016) y google imágenes. ....	95
Figura 3.45. Esquema vidrio laminado y foto de adhesión de dos lentes Fresnel con cemento óptico. Fuente: (Youtube, 2016) y google imágenes. ....	96
Figura 3.46. Sistema de lentes Fresnel lineal plano, curvado y radial. Fuente: (Entech Solar, 2015), (Google imágenes). ....	96
Figura 3.47. Esquema de un concentrador de lente Fresnel radial semipasivo. Fuente: (Noel León, 2013).....	98
Figura 3.48. Prototipo concentrador solar de lentes Fresnel radial segmentado de gran escala para producción de potencia. Fuente: (IAUS, 2016) .....	98
Figura 3.49. Horno solar con tecnología de concentración solar de lentes Fresnel radiales. Fuente: (NTKJ Co., Ltd, 2016). ....	99
Figura 3.50. Módulos artesanales de lentes Fresnel radiales de pequeña escala para cocina solar y fotovoltaica en EE.UU.. Fuente: (Google imágenes).....	99
Figura 3.51. Esquema de ciclo Rankine con tecnología de torre de sales fundidas (izquierda) y de receptor volumétrico (derecha). Fuente: (Google imágenes), (DLR, 2015). ....	101
Figura 3.52. Esquema de sistema de torre integrada en ciclo combinado y dibujo de torre de turbina de gas de diseño compacto. Fuente: (Google imágenes).....	101
Figura 3.53. Vista aérea de instalaciones PS 10, PS 20 y Eureka, de I+D en tecnología de torre de diferentes alturas en la Plataforma Solúcar, en Sevilla (izq.). Vista aérea de la Plataforma Solar de Almería (PSA), propiedad de CIEMAT. Fuente: Abengoa, PSA. (PSA) (Abengoa Solar, 2015). ....	102
Figura 3.54. Vista aérea de la planta Gemasolar, propiedad de Torresol Energy (izquierda). Torre solar de 70kW en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de China (IEE). (derecha). Fuente: (Torresol Energy, 2015), (China.Org, 2016). ....	103
Figura 3.55. Vistas reales de receptores externos cilíndricos. Fuente: (Google imágenes).....	104
Figura 3.56. Segmento plano panel de tubos en receptor externo cilíndrico, y su inserción dentro del conjunto total de haces de tubos del receptor en la central Solar One. Fuente: (Power From the Sun, 2015), (Google imágenes), (Clifford K. Ho, 2013). ....	104
Figura 3.57. Foto del receptor de cavidad tubular interna instalado en la central de torre PS 10 en Solúcar, propiedad de Abengoa (izq.), e ilustración del diseño interior de un receptor de este tipo (dcha.). Fuente: (Google imágenes).....	105

Figura 3.58. Receptores de torre internos de exposición directa (izquierda) e indirecta (derecha). Fuente: (Clifford K. Ho, 2013). .....	105
Figura 3.59. a) receptor volumétrico da cavidad abierta. b) receptor volumétrico de cavidad cerrada de espuma cerámica de carburo de silicio (SiC), con concentrador secundario tipo CPC a la entrada de la misma. c) receptor volumétrico cerrado sin concentrador secundario. Fuente: (Peter Poživil, 2014), (ETH Zürich, 2016), (Google imágenes). .....	106
Figura 3.60. Heliostato ASUP 140. Fuente: Abengoa. (Abengoa Solar, 2015). .....	107
Figura 3.61. Torre solar de escala reducida y generación híbrida. Fuente: (AORA Solar, 2016) .....	107
Figura 3.62. Esquema de un ciclo Brayton con disco parabólico. Fuente: (Google imágenes). .....	109
Figura 3.63. Disco parabólico Stirling continuo, modelo EuroDish en PSA, de 10 kW. Fuente: (SBP, 2015), (Google imágenes). .....	109
Figura 3.64. Disco parabólico de facetas continuas de 500 m <sup>2</sup> de área de apertura, desarrollado por la Universidad Nacional de Australia (ANU) y matriz discontinua de discos parabólicos de espejos de membrana tensionada. Fuente: (ANU, 2015), (Hi-min Solar, 2016). .....	110
Figura 3.65. Esquema disco parabólico con posicionamiento de gato de tornillo (izquierda) y foto de disco Solar Two. Fuente: (NREL, 2016), (Power From the Sun, 2015). .....	110
Figura 3.66. Concentrador de disco parabólico de gran escala para generación de energía fotovoltaica y desalinización de agua. Fuente: (Google imágenes). .....	111
Figura 3.67. Discos parabólicos de pequeña escala (SolSource, SK-14, Community Solar Cooker 3 SQ MT). Fuente: (Google imágenes). .....	111
Figura 3.68. Concentrador solar Suncore Z10 CHP e IBM HCPVT. Sistemas combinados de generación de electricidad y calor de abaja temperatura. Fuente: (Google imágenes). .....	112
Figura 3.69. Concentrador de cuenco solar. Fuente: (Google imágenes). .....	112
Figura 3.70. Flujo de energía en un concentrador solar. Fuente: (Keith Lovegrove, 2012). ....	113
Figura 3.71. Representación de un tubo absorbedor típico de los concentradores lineales de media temperatura. Fuente: (Gear Solar), (Google imágenes). .....	115
Figura 3.72. Cofre monotubo central aislado y fotografía de capa de aislante de lana de roca. Fuente: (Novatec Solar, 2015), (Google imágenes). .....	119
Figura 3.73. Concentrador Fresnel con cavidad semicircular cerrada en configuración monotubo central no evacuado y reflectores secundarios laterales tipo CPC (izq.) y CCP (dcha). Fuente: (Fresnex, 2015), (Google imágenes). .....	119
Figura 3.74. Cavidad receptora multitubo cerrada con espejos secundarios CPC aislados térmicamente. Fuente: (Alsolen Alcen, 2015). .....	120
Figura 3.75. Emisividad del tubo absorbente Schott PTR 70, equipado con recubrimiento selectivo Cermet multicapa, en función de la temperatura de operación. Fuente: (F. Burkholder, 2008) .....	121
Figura 3.76. Distribución de la radiación solar incidente y distribución de Planck de cuerpo negro para diferentes temperaturas. Fuente: (Google imágenes). .....	122
Figura 3.77. Aproximaciones de revestimientos selectivos reales al modelo ideal. Fuente: (Kennedy, 2008). .....	122
Figura 3.78. Rendimiento de captador solar plano en función del revestimiento aplicado a la superficie de captación. Fuente: (Google imágenes). .....	123

Figura 3.79. Representación de aplicación de revestimiento tipo Cermet sobre tubo. Absorbente (izq.). Morfología ampliada de un revestimiento multicapa Cermet de 0,5 $\mu\text{m}$ de grosor (cha.). Fuente: (Archimede).	125
Figura 3.80. Microestructura revestimiento tipo Cermet. a) Capa interna metálica reflectante en el espectro infrarrojo. b) Micrografía de la capa cerámica externa. Fuente: (Jaeryeong Lee M. H., 2007).	125
Figura 3.81. Ejemplo de un algoritmo de rastreo simple. Fuente: (Walker, 2013).	127
Figura 3.82. Sensores solares: pirheliómetro (izq.) y piranómetro (centro) y piranómetro con banda solar (dcha.). Fuente: (Google imágenes), (CENER, 2016), (SLT Instruments, 2016).	127
Figura 3.83. Ejemplo de sistema de control en bucle cerrado. Fuente: (Muhyiddine Jradi, 2012).	128
Figura 4.1. Mapa de irradiación media anual. Fuente: (Google imágenes).	131
Figura 4.2. Posición solar. Fuente: Universidad de Jaén y Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (EnerAgen). (Google imágenes).	132
Figura 4.3. Variación del día solar aparente por la excentricidad de la órbita terrestre y la variación de su orientación respecto al Ecuador. Fuente: (Google imágenes).	133
Figura 4.4. Esfera celestial y relación entre coordenadas astronómicas (Google imágenes).	134
Figura 4.5. Ángulo de incidencia sobre un concentrador solar con sistema de rastreo en un eje. (Google imágenes).	135
Figura 4.6. Ángulo de aceptación en un concentrador solar por reflexión y por refracción. Fuente: (Google imágenes), (Wikipedia, 2016).	136
Figura 4.7. Efectos de errores geométricos locales sobre el ángulo de aceptación del colector. (Guangdong Zhu, 2012).	137
Figura 4.8. Ángulo de bordes. Fuente: (Power From the Sun, 2015).	137
Figura 4.9. Pérdidas ópticas por efectos de borde ( <i>end loss effect</i> ). Fuente: (Google imágenes).	139
Figura 4.10. Desviación del valor de <i>end loss</i> según su definición	141
Figura 4.11. Pérdida de área de apertura por efectos de sombreado (Google imágenes).	142
Figura 4.12. Representación del error inducido en el rayo reflejado por el error en el contorno de un espejo CCP (izq.) y error de contorno en una lente. Fuente: (NREL, 2016) y (Optimax).	149
Figura 4.13. Esquema térmico unidimensional. Fuente: (F. Burkholder, 2008).	152
Figura 4.14. Permeabilidad de H <sub>2</sub> a largo plazo. Fuente: (Jian Li, 2012)	156
Figura 4.15. Aumento de pérdidas térmicas en el tubo absorbente ante saturación del getter. Fuente: (Glatzmaier, 2010)	157
Figura 4.16. Mapa del mundo de certificados de calidad y normas aplicables. Fuente: (Guide on Standardization and Quality Assurance for Solar Thermal, 2012).	162
Figura 4.17. Ángulo de incidencia longitudinal y transversal.	171
Figura 5.1. Distribución geográfica de fabricantes en el mercado Micro CCP ( $D \leq 2 \text{ m}$ )	181
Figura 5.2. Distribución geográfica de fabricantes actuales en el mercado CCP de escala media ( $2 \text{ m} \leq D \leq 4 \text{ m}$ )	182
Figura 5.3. Captador solar Rackam S10 o Icarus Heat 10. (Rackam)	183
Figura 5.4. Cogenra T14 (Cogenra, 2015).	184
Figura 5.5. Boceto de la patente e ilustración de una animación del captador CCP térmico de SolarXEnergy, modelo SolarX 164 (Matalon Energy LLC, Mat 164)	184

Figura 5.6. Captador FPE40 de Focal Point Energy .....	184
Figura 5.7. Trivelli SolarWing EVO (izq.) y Solitem PTC 1800 .....	185
Figura 5.8. Captador CCP de Helioclim.....	185
Figura 5.9. SRB Energy UHV (arriba izq.), Smirro (arriba dcha.), Soltigua PTM (abajo) .....	186
Figura 5.10. Global CSP MK II (izq.) y SunOyster (dcha.).....	186
Figura 5.11. Colector CHAPS largo y corto ( <i>Domestic CHAPS</i> ) .....	187
Figura 5.12. MillionSun Micro CSP (izq.) y Optitrough 300 (dcha.).....	187
Figura 5.13. Módulos Chromasun en azotea (izq.) e instalación módulos Aira Solar en planta cárnica en Sant Joan de Vilatorrada.....	188
Figura 5.14. Módulo Pyron solar de lentes Fresnel.....	188
Figura 5.15. Factor de interceptación según tipo de tecnología .....	201
Figura 5.16. Densidad de empaquetamiento del campo solar según tipo de tecnología de concentración.....	203
Figura 5.17. Fotografías de dos modelos CCP con estructura de rueda giratoria: Thermax India SolPac P60 (izq.), Mulk Empar (dcha.).....	211
Figura 5.18. Estructura tipo rueda de soporte (derecha) y fotografía de un módulo CCP de Airlight Energy. Fuente: Airlight Energy .....	211
Figura 5.19. Ilustración y fotografías de SolarWing Evo. Fuente: Trivelli Energia .....	212
Figura 5.20. Módulo CCP Sopogy SopoNova (izquierda), SALTO PTC (derecha). Fuente: Sopogy, google imágenes .....	212
Figura 5.21. Estructura tipo caja de construcciones en concentradores CCP Capsol (izq.) e It.collect (dcha.). Fuente: Plataforma Solar de Almería y Dr. Vetter. ....	213
Figura 5.22. Ilustración estructura de soporte espacial de una fila de facetas. Fuente: google imágenes .....	214
Figura 5.23. Faceta con estructura de soporte tipo tubo de torsión. Fuente: google imágenes e Hitachi Zosen .....	214
Figura 5.24. Faceta con estructura de soporte combinada en celosía triangular y rueda giratoria circunscrita. Fuente: KGDS .....	215
Figura 5.25. Proceso de fabricación de una estructura soporte de faceta tipo caja. De izquierda a derecha: Montaje de la caja, colocación de la cara superior de la caja, sellado de la caja, aplicación de adhesivo sobre el que se coloca el espejo. Fuente: CNIM.....	215
Figura 5.26. Torre de soporte de poste vertical uniformemente distribuido. Fuente: Alsolen Alcen y Lanzhou Dacheng.....	216
Figura 5.27. Concentradores Fresnel puntuales con estructura tipo A (izq.) y de poste vertical (dcha.). Fuente: google imágenes y Menova Power Spar.....	216
Figura 5.28. Estructura tipo A, colector Ferasolar (izquierda), colector Hitachi Zosen (derecha). Fuente: google imágenes .....	217
Figura 5.29. Torre rectangular con tirantes cruzados. Fuente: Elianto.....	217
Figura 5.30. Concentrador Fresnel con facetas segmentadas y torre tipo arco. Fuente: Heliodynamics .....	217
Figura 5.31. Concentrador Fresnel de estructura de cubierta acristalada. Fuente: Chromasun .....	218
Figura 5.32. Influencia en la eficiencia térmica del material reflectante.....	227

Figura 5.33. Espejo de 1ª superficie de plata con capa sustrato de perfiles extruidos poliméricos reforzados con fibra de vidrio (izq.) y cinta autoadhesiva reflectante (dcha.). Fuente: SunOyster y Reflectech.....	229
Figura 5.34. Foto de un campo solar de captador CCP de la empresa GlassPoint Solar en el sur de Omán. Fuente: GlassPoint.....	231
Figura 5.35. Esquema del captador CCP de GlassPoint Solar, y su sistema de limpieza robotizado (centro). Robot de limpieza de facetas en módulo Fresnel. Fuente: GlassPoint y Novatec .....	232
Figura 5.36. Maquinaria de fabricación de revestimiento selectivo con sistema de pulverización catódica y sistema de vacío para tubos absorbentes de hasta 90 mm de diámetro y 4 m de longitud. Fuente: Von Ardenne GmbH.....	249
Figura 5.37. f Instalación de aplicación de revestimiento selectivo en tubo ENEA/Archimede. Fuente: (Archimede) .....	249
Figura 5.38. Esquema descriptivo de las etapas y productos Sol-gel actualmente. Fuente: (Google imágenes) .....	250
Figura 5.39. Comparativa curva $\eta$ característica en CCP según tamaño .....	274
Figura 5.40. Comparativa entre CCP avanzado tamaño medio (Protarget) y modelos CCP de gran escala.....	275
Figura 5.41. CCP gran escala, diferentes fluidos térmicos .....	276
Figura 5.42. Curva característica CCP híbridos con seguimiento en 1 eje o en 2 ejes .....	277
Figura 5.43. Potencia eléctrica, térmica y total generada por concentradores CCP híbridos ..	277
Figura 5.44. Curva eficiencia térmica módulos Fresnel según tamaño .....	277
Figura 5.45. Curvas de eficiencia según tipo de tecnología de captación solar. Pequeña escala .....	278
Figura 5.46. Curvas de eficiencia según tipo de tecnología de captación solar. Pequeña escala .....	279
Figura 5.47. IAM captador Fresnel .....	280
Figura 5.48. IAM captador CCP .....	281
Figura 5.49. IAM captador FMSC.....	281
Figura 8.1. Micro CCP. Distribución geográfica de fabricantes (izquierda) y modelos comerciales actuales (derecha). Fuente: elaboración propia .....	316
Figura 8.2. CCP escala media. Distribución geográfica de fabricantes (izquierda) y modelos comerciales actuales (derecha).....	316
Figura 8.3. CCP gran escala. Distribución geográfica de fabricantes (izquierda) y modelos comerciales actuales (derecha).....	317
Figura 8.4. Concentradores lineales Fresnel, gran escala. Distribución geográfica de fabricantes (izquierda) y modelos comerciales actuales (derecha).....	318
Figura 8.5. Concentradores de lentes Fresnel, discos parabólicos segmentados y concentradores de espejo fijo (FMSC) de pequeña-mediana escala. Distribución geográfica de fabricantes (izquierda) y modelos comerciales actuales (derecha).....	318
Figura 8.6. Evolución temporal del mercado CCP de pequeña escala a nivel mundial (izquierda) y registro del flujo de entradas y salidas de modelos comerciales (derecha). .....	319
Figura 8.7. Evolución temporal del mercado CCP de gran escala a nivel mundial (izquierda) y registro del flujo de entradas y salidas de modelos comerciales (derecha). .....	319

Figura 8.8. Evolución temporal del mercado de concentradores lineales Fresnel de pequeña escala a nivel mundial (izquierda) y registro del flujo de entradas y salidas de modelos comerciales (derecha).....	319
Figura 8.9. Evolución temporal del mercado de concentradores lineales Fresnel de gran escala a nivel mundial (izquierda) y registro del flujo de entradas y salidas de modelos comerciales (derecha). .....	320
Figura 8.10. Evolución temporal de mercado de concentradores solares de media temperatura y pequeño tamaño basados en tecnologías de concentración distintas de CCP y Fresnel (izquierda) y registro del flujo de entradas y salidas en dicho mercado. ....	320
Figura 8.11. Evolución del mix de mercado mundial de concentradores solares de media temperatura en los últimos años .....	321
Figura 8.12. Mix de mercado en año 2015.....	321
Figura 8.13. Evolución del mix de mercado europeo de concentradores solares de media temperatura en los últimos años .....	322
Figura 8.14. Evolución del mix de mercado de concentradores solares de media temperatura en América del Norte y América Central en los últimos años.....	322
Figura 9.1. Representación curva de eficiencia térmica captadores CCP de anchura $D < 4$ m...	375
Figura 9.2. Curvas de eficiencia térmica CCP gran escala .....	376
Figura 9.3. Curvas de eficiencia CCP híbridos .....	376
Figura 9.4. Desarrollo tecnológico CCP híbridos .....	376

## 1 Introducción

### 1.1 Punto de partida e introducción a la problemática energética

El panorama energético y la coyuntura política y económica actual, unidas a una conciencia social en auge, progresivamente más comprometida con la idea de sostenibilidad frente al incremento de la magnitud de los efectos derivados de la degradación del medioambiente, están empujando a los países desarrollados hacia una carrera de fondo cuya meta es la consecución de nuevos modelos estructurales que aumenten su peso en las denominadas energías limpias para compensar la enorme dependencia respecto de las fuentes de energía fósiles.

Los modelos energéticos actuales presentan una serie de amenazas que es necesario afrontar. En primer lugar, quizás el más evidente, es la creciente escasez de recursos energéticos convencionales. En Europa, la falta de yacimientos de petróleo y bolsas de gas conlleva una dependencia energética externa muy elevada. La cifra para el conjunto de la región europea ascendió en 2014 hasta el 53,4% del total de la energía consumida, según datos estadísticos recopilados por (Eurostat, 2016). En el caso de España este dato, si cabe, es aún más preocupante, puesto que necesitó comprar ese año un 72,9% de la energía anual consumida. Además, la continua inestabilidad política de los países productores constituye un factor de riesgo añadido que aumenta los costes y en algunos casos puede amenazar la seguridad del suministro.

Por otra parte, los elevados niveles de gases de efecto invernadero emitidos y acumulados durante el pasado siglo, producto de la quema de combustibles fósiles, tienen importantes consecuencias tanto para el medioambiente, como problemas de salud pública. No solamente se pone en peligro la recuperación de la capa de ozono, sino que el aumento de la concentración de partículas en suspensión y gases contaminantes perjudica seriamente la calidad del aire en las ciudades, se incrementa la contaminación de las aguas de suministro y se potencian los efectos del cambio climático.

En lo referente a la salud, la contaminación atmosférica provoca multitud de problemas respiratorios y cardíacos, y potencia enfermedades tan graves como cáncer de pulmón y diversidad de enfermedades virales. La contaminación acústica está asociada a problemas de insomnio, dolores de cabeza, ataques al corazón y una larga lista de complicaciones de tipo nervioso y psicológico. La contaminación del agua provoca en países subdesarrollados un alto índice de mortandad en humanos y animales por infecciones de diverso tipo. Además, no hay que olvidar tampoco enfermedades producidas por fugas y exposiciones a niveles altos de radiactividad. Datos avalados por la OMS (Organización Mundial de la Salud, 2016) estiman que el cambio climático provocará, entre 2030 y 2050, 250000 muertes anuales más de las que actualmente origina. Otros informes, como el publicado por DARA (Development Assistance Research Associates) y el Foro de Vulnerabilidad Climática en 2012, elevaban la cifra total de muertes provocadas directa e indirectamente por el cambio climático y la contaminación atmosférica a 5 millones de muertes para ese mismo año. Económicamente, los datos evidenciaban en 2012 un pérdida del 3,2% del PIB mundial y, según la fuente consultada, se auguraban incrementos en las pérdidas en torno al 1-1,6% del PIB anualmente. Por supuesto, la gran incertidumbre asociada al cambio climático se evidencia en el baile de cifras según la procedencia de los datos. Las predicciones más pesimistas recogidas por el Informe Stern (UNESCO, 2016), aprobado por la ONU, pronostican que la factura a largo plazo puede engordar hasta el 20% del PIB.

La firma del Protocolo de Kioto en 1997 y su posterior entrada en vigor a principios de 2005, aún con la ausencia de EE.UU., fue un primer paso para resolver estos problemas, marcando entre otras medidas, unos objetivos de reducción de emisiones a largo plazo en CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y SF<sub>6</sub>. Para apoyar los objetivos marcados, y contribuir a dinamizar el proceso y a aportar flexibilidad, sobre todo en economías menos desarrolladas o con poca capacidad de reacción inmediata, el protocolo puso en práctica medidas como el establecimiento de derechos de emisión, y la posibilidad de comerciar con ellos entre países. Sin embargo, esto tiene sus consecuencias negativas, como que se favorece el retraso en la introducción de medidas correctivas más caras y de mayor calado y el alargamiento de la curva de aprendizaje, o que no se penaliza en mayor medida a los países más contaminantes.

Según datos publicados en 2012 por la Agencia Europea del Medio Ambiente (Agencia Europea del Medioambiente, 2016) (El País, 2014), Europa se encuentra en la senda adecuada para cumplir sus compromisos en 2020, que no son otros que una reducción global de los gases de efecto invernadero en un 20% (excluyendo la aviación internacional). En 2012, el total de la Unión Europea emitió 3,62 Gt de CO<sub>2</sub>, lo que supone un 11,85% menos que los registros tomados como referencia en el Protocolo de Kioto. Eso supone casi un 4% de mejora respecto



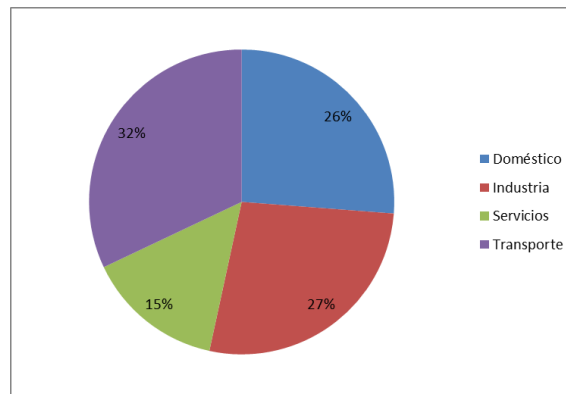
al objetivo marcado para el periodo 2008-2012. España, de nuevo, no destaca por su brillantez en este aspecto. De hecho, no fue capaz de cumplir su objetivo, limitar a un 15% el crecimiento de las emisiones entre 1990 y 2012, y se destacó por ser el país de la UE que mayor incremento obtuvo, un total de 23,68% respecto de los registros de 1990.

Por tanto, se hace patente la necesidad de buscar soluciones que nos acerquen a la idea de una economía limpia y sostenible. En este sentido, la Agencia Internacional de la Energía (IEA), a través de los programas SHC (Solar Cooling and Heating Programme) y SolarPACES, y con sucesivos apoyos de instituciones y entidades importantes, como CIEMAT o el Instituto de Tecnologías Sostenibles (AEE), y empresas y holdings operadores en el sector termoeléctrico y termosolar, llevó a cabo desde mediados de la pasada década diversos proyectos de investigación relacionados con el aprovechamiento de la energía solar de temperatura baja (<120 °C) y media (100-250 °C) a nivel industrial y comercial, así como la integración de los sistemas de captación en medios urbanos. Estos proyectos, designados por la IEA como tareas, diversificaron sus esfuerzos en estudiar diferentes aspectos. Así, la tarea 33 de SHC (equivalente a la tarea IV de SolarPACES) se centró en caracterizar la demanda de calor de proceso para usos industriales, mientras que la tarea 35 trató de impulsar la introducción al mercado de sistemas de captación híbridos o “PV/T” y contribuir a la creación de normas que definieran métodos de ensayo para la integración de estos sistemas en edificios, y la tarea 38 se ocupó hasta 2011 de los sistemas de aire acondicionado y refrigeración solar.

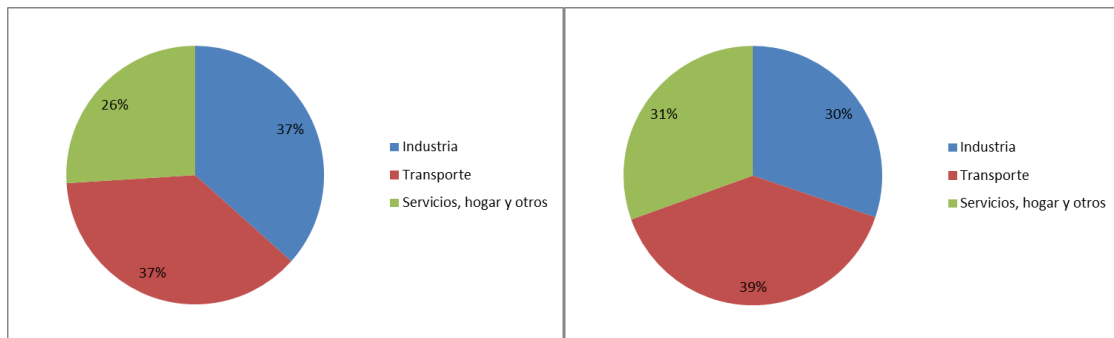
La Agencia Internacional de la Energía se fijó en la distribución del consumo anual de energía final en la Unión Europea para tratar de poner una cota al potencial de energía en forma de calor requerido en el sector industrial. Advirtió que en la mayoría de miembros de la Unión la demanda de energía para la industria ronda el 30%, ponderando un 27% para toda la región europea en 2007 (figura 1.1). En España, el gasto energético en el sector industrial era incluso mayor en 2006, un 37%, aunque su peso se ha ido reduciendo progresivamente a lo largo de los siguientes años, hasta situarse en rangos del 28-30% (figura 1.2).

Las conclusiones halladas por la tarea 33 del programa SHC (IEA SHC, 2016) y la tarea IV de SolarPACES (SolarPACES, 2016) mostraron el enorme potencial del mercado de suministro de calor de origen solar para multitud de aplicaciones de lo más variopinto en la industria, puesto que un tercio del total de la energía empleada en la industria se requiere en forma de calor, siendo la mayor parte de ella, un 57%, calor de proceso a temperaturas bajas o medias, esto es, calor suministrado a  $T \leq 250$  °C. Un 30% del total de la demanda de calor corresponde a procesos de baja temperatura ( $\leq 100$  °C), factible con tecnologías ya disponibles en el mercado (tubos de vacío, paneles solares avanzados, captadores tipo CPC). Entretanto, un 27% son procesos de media temperatura (100-400 °C) y un 43% de alta temperatura (>400 °C). Mientras que para las grandes centrales termosolares existen soluciones tecnológicas probadas, estando algunas de ellas en fase experimental en cuanto a su viabilidad comercial, o en fases muy tempranas de integración al mercado (torre solar, disco parabólico), y otras incluso ya asentadas y en etapas de alta madurez dentro de su ciclo comercial, como pueda ser el caso de los concentradores CCP de gran tamaño (*gran escala*); resulta especialmente interesante, y aún a día de hoy un hueco por cubrir en el mercado, el desarrollo de sistemas solares de concentración de diseño compacto (pequeño y medio tamaño, o *pequeña escala*) capaces de

aportar esa energía calorífica de media temperatura, y adaptables para su uso en ambientes urbanos y localizaciones industriales, donde el terreno disponible escasea y se cotiza al alza.

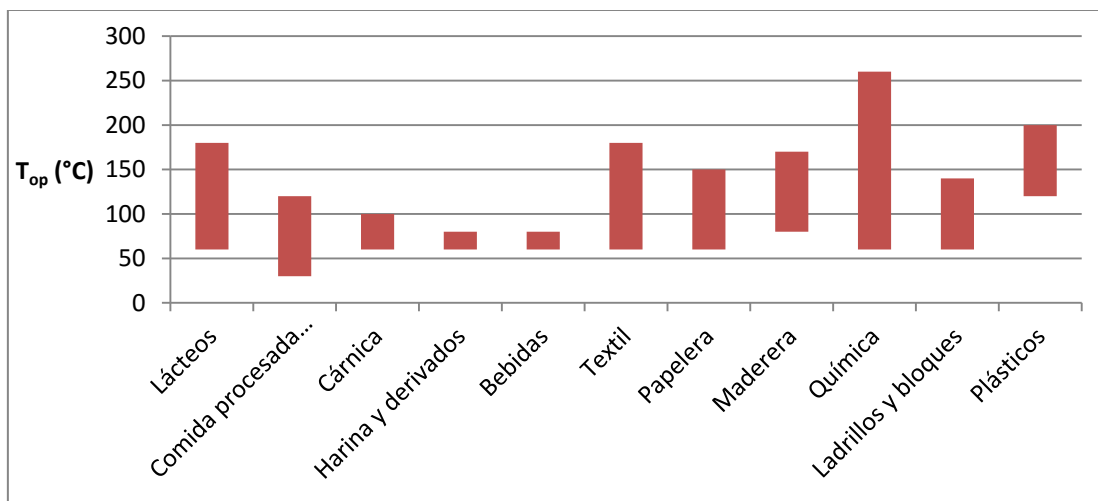


**Figura 1.1. Consumo de energía final por sectores en Europa en 2007. Fuente: fabricación propia a partir de datos de (Eurostat, 2016) (Claudia Vannoni, 2008)**



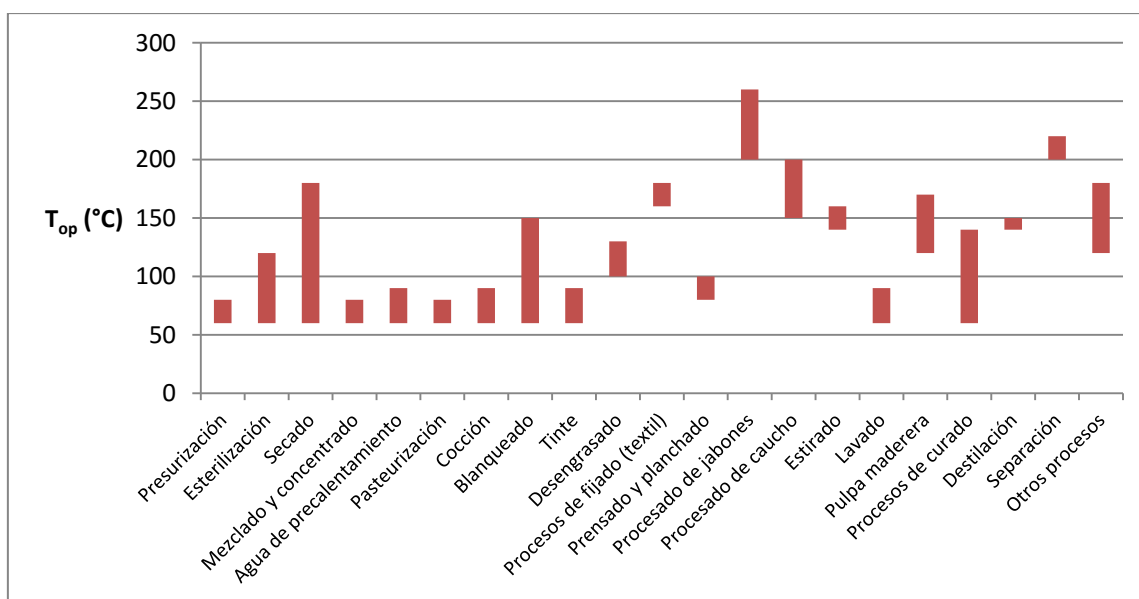
**Figura 1.2. Consumo de energía final por sectores en España en 2006 (izq.) y en 2010 (dcha.). Fuente: fabricación propia a partir de datos de (IDAE, 2016).**

Por sectores industriales, la mayor parte de ese 57% correspondiente al calor útil a temperatura menor a 250 °C se concentra en los procesos de producción y calentamiento dados en las industrias de la minería y explotación de canteras, el procesamiento de comida y del tabaco, la industria maderera y del papel, en diversos tipos de maquinarias, en transporte de equipos y calefacción en naves industriales. También tiene una presencia importante en procesos de la industria química, y otros muchos sectores, algunos no reflejados en los trabajos de los programas SHC y SolarPACES de IEA, como son el sector servicios (hoteles, hospitales,...), edificios públicos, o en aplicaciones tan dispares como la recuperación mejorada del petróleo (EOR). El calor de proceso a media temperatura, entre 100-250°C es especialmente importante en los citados sectores de la minería, la industria alimentaria, la producción de la pulpa y el papel, y la industria química y de los plásticos. La figura 1.3 muestra la caracterización de la demanda de calor a baja y media temperatura en la industria, para captadores de pequeño y medio tamaño.



**Figura 1.3. Demanda de calor de proceso por sectores industriales. Fabricación propia a partir de datos de (Agencia Internacional de la Energía, 2016) (Claudia Vannoni, 2008) (S. Mekhilef, 2010).**

Así mismo, la figura 1.4 refleja la temperatura de operación en diferentes procesos llevados a cabo en los anteriores sectores industriales.



**Figura 1.4. Demanda de calor según tipo de proceso industrial. Fuente: fabricación propia a partir de datos de (Agencia Internacional de la Energía, 2016) (S. Mekhilef, 2010).**

La creciente magnitud del mercado CSP de pequeño tamaño o “pequeña escala” y la percepción de un aumento de oportunidades en este sector, a pesar de los efectos de la crisis a nivel mundial y de la inestabilidad y tendencia pasajera a la baja del precio del crudo, junto con la creciente competitividad de las tecnologías CSP frente a mercados más maduros y asentados como la energía fotovoltaica o la energía solar térmica de baja temperatura, han motivado recientemente la continuación de la labor iniciada por IEA. La idea que inspira este proyecto toma como referencia algunas de las problemáticas planteadas por las tareas del programa SHC. El ámbito de estudio es distinto y el alcance de los trabajos realizados va mucho más allá de los planteamientos y límites impuestos por las investigaciones de la IEA. En este caso se ha llevado a cabo un estudio del mercado CSP de baja y media concentración y de

las tecnologías presentes en el mismo, que ha requerido de una investigación ardua y extensa, así como un tratamiento y gestión de la información notable. Se pretende diferenciar este segmento de mercado tanto de los sistemas planos aislados y de muy baja concentración tipo CPC y de tubos de vacío avanzados vistos en proyectos como las tareas de IEA y otros, como de los sistemas centralizados de temperatura de operación alta, entre los que figuran los discos Stirling o los sistemas de torre como mayores exponentes.

## 1.2 Objetivos

Los objetivos principales de este proyecto son los siguientes:

- Analizar la situación de la energía solar respecto de las fuentes de energía convencionales y determinar el estado del arte de la ingeniería solar térmica de concentración (CSP) en aplicaciones de media temperatura. Analizar la situación actual y el nivel de integración de la producción de calor de proceso de origen solar para aplicaciones industriales (SHIP).
- Analizar el mercado de los colectores solares térmicos de media temperatura (CSP), diferenciando entre los mercados CSP de pequeña y gran escala, y enfocándose principalmente en los primeros, denominados micro-generación (micro-CSP). Caracterizar la oferta y la localización de los principales productores y mercados actuales.
- Estudiar las tecnologías de concentración solar, los tipos de arquitecturas de concentración, sus características y diferencias. El principal objetivo son los sistemas de pequeño tamaño (micro-CSP o pequeña escala), pudiendo comparar entre ellos y con los sistemas de gran tamaño (gran escala). Se pretende determinar la función de sus principales componentes y las técnicas y métodos de fabricación empleados en ellos. Se analizarán los tipos de espejos y lentes refractantes, estructuras de soporte, receptores, recubrimientos selectivos y sistemas de seguimiento.
- Se valorarán las productividades, costes y aplicaciones de cada tipo de tecnología. Para ello, se describirá anteriormente la legislación y estándares de normalización que regulan la medición de los parámetros del rendimiento de los sistemas de captación solar de media concentración estudiados.

## 1.3 Etapas en el desarrollo del informe, herramientas y medios empleados

La primera fase del proyecto se ha centrado en la búsqueda de productores, fuentes bibliográficas de utilidad, de distinto carácter (libros, revistas especializadas, sitios web oficiales de fabricantes, instituciones oficiales de carácter nacional e internacional y organismos reguladores del sector de la energía solar, documentos oficiales publicados por los gobiernos, servidores web recopiladores de artículos científicos (ScienceDirect,...), entidades emisoras de certificados oficiales y laboratorios reconocidos, agrupaciones de fabricantes, proveedores y distintos integrantes y operadores en sector CSP; notas de prensa de fabricantes,...); e informes relacionados con la labor iniciada por la Agencia Internacional de la

Energía (IEA), en sus tareas sobre el aprovisionamiento de calor de proceso para la industria (SHIP), recogidas en los programas SHC y SolarPACES.

Esta primera etapa resultó ser muy larga y laboriosa, siendo a menudo difícil entrar en contacto con los productores de módulos CSP. Se trató de contactar con todos los fabricantes analizados, para poder tener una documentación y referencias lo más veraces y precisas posibles. Los tiempos medios de respuesta de los fabricantes analizados han sido mayoritariamente muy elevados, del orden de incluso meses, lo cual ha ralentizado en demasía la labor del proyecto, y dificultado la gestión y tratamiento de la documentación. Dicho esto, afortunadamente ha habido excepciones en algunos casos, donde los tiempos de respuesta y la predisposición de colaboración han sido muy positivas, lo cual se agradece. Por otra parte, la extraordinaria inestabilidad del mercado CSP de pequeño tamaño, con desventajas en costes respecto de otras fuentes de energía, tampoco ha jugado en favor de la conclusión de la investigación llevada a cabo y de la elaboración del presente informe, ya que de manera ininterrumpida se registraban cambios en el estado del mercado, con entradas de nuevos modelos comerciales y ceses de operación y cierres de otras empresas del sector. Ejemplos de uno y otro caso pueden ser los fabricantes PerSolar y Tecnología Solar Concentradora (TSC), respectivamente.

A continuación se ha procedido a extraer los datos pertinentes de dichas fuentes directas (fabricantes) e indirectas (informes oficiales publicados y artículos científicos) para la organización, presentación y tratamiento de la información de la mejor manera posible que permitiera la elaboración de un método de análisis.

Por último, se ha procedido a exponer los resultados, análisis y conclusiones derivados del trabajo llevado a cabo. La mayor parte de estos aspectos han sido presentados en el capítulo 5, pero también en los capítulos 2, 3 y 4.

## **1.4 Resumen de la estructura de la memoria**

El capítulo 1 es introductorio a la temática del proyecto. En él se describe la motivación e inspiración de este proyecto, los objetivos perseguidos, las etapas seguidas a lo largo del mismo y, en esta sección, la estructuración y resumen del contenido del informe, por capítulos.

El capítulo 2 plantea la perspectiva actual de las principales fuentes de energía actuales, diferenciando entre renovables y no renovables, y centrándose de manera particular en la energía solar, objetivo de estudio en este proyecto. Se trata de contrastar las ventajas y los avances e integración en el mercado de la energía solar, principalmente térmica, aunque también fotovoltaica, dentro del contexto internacional y sobre todo a nivel europeo y nacional. El capítulo finaliza definiendo los mercados CSP y CPV de pequeña y gran escala, describiendo sus características principales e introduciendo dónde se encuentran los principales mercados. Se introduce la legislación vigente que regula la actividad económica, de apoyo y retributiva del sector, y las previsiones de crecimiento estimadas según diferentes agencias y medios, en base a posibles escenarios futuros, en el sector termoeléctrico.

El capítulo 3 comienza aportando conceptos básicos de las instalaciones solares: circuito primario (campo solar de colectores) y secundario (bloque de potencia). Se definen conceptos como lazos, conjuntos de colectores en serie (SCA) y módulos, y se describen las disposiciones y configuraciones del campo solar y los principales fluidos utilizados. También se aborda la innovadora configuración directa, o generación directa de vapor (DSG), que permite eliminar el intercambiador de calor entre el circuito primario y secundario. Además, se presenta también la reciente tendencia de configuraciones híbridas en plantas solares, presentando modelos de receptores híbridos montados sobre arquitecturas de concentración convencionales.

El capítulo prosigue introduciendo las tecnologías con concentración, sus principales características, particularidades y ventajas frente a sistemas sin concentración. Se clasifican los captadores solares con concentración según sus rangos de temperatura de operación y factor de concentración, y se definen de manera general las tecnologías de media y alta temperatura, y sus componentes principales: estructuras típicas, sistemas reflectores y refractantes convencionales, unidades receptoras utilizadas en cada uno de ellos (tubos receptores, cavidades receptoras) y sistemas de seguimiento. Salvo en el caso de las lentes refractantes, vistas en profundidad en este capítulo, el resto de componentes se estudian en profundidad en el capítulo 5.

En el capítulo 4 se presentan los modelos de cálculo óptico y térmico de los sistemas de captación lineales. Se comienza presentando conceptos básicos de radiación y ángulos solares, para proseguir después con la determinación del área de apertura neta y real, las pérdidas ópticas y el factor de interceptación y eficiencia óptica del sistema. La cobertura del modelo se completa con el análisis térmico de los sistemas CSP lineales, incluyendo los modelos adoptados por los principales estándares para la elaboración de las curvas de normalización, o característicos del sistema de captación, y la definición del factor IAM. Además, se exponen los fallos típicos observados en los receptores, que pueden llegar a incrementar las pérdidas térmicas de manera dramática.

El capítulo 5 está dedicado a la presentación y análisis de la mayor parte de los resultados. En una primera etapa se presentan los productores y módulos comerciales estudiados, y se analiza la distribución y evolución del mercado desde el punto de vista de la oferta. A continuación, se analizan en profundidad todos los factores de relevancia en sistemas de este tipo. Se determinan las características geométricas y de aprovechamiento del campo solar según la tecnología de aplicación, las nuevas técnicas que se están desarrollando en materia de estructuras de soporte, nuevos tipos de espejos de 1ª superficie, receptores y recubrimientos selectivos, y los procesos de fabricación correspondientes. Además, se comparan los sistemas astronómicos frente a los basados en sensores solares, y se destacan las virtudes de los tipos de sistemas de accionamiento y sistemas de control. El capítulo finaliza con un estudio de la valoración de la productividad y eficiencia, el coste y las aplicaciones según tipo de tecnología de concentración.

Por último, el capítulo 6 contiene conclusiones alcanzadas en los análisis realizados en los capítulos anteriores, y el coste estimado del trabajo realizado. Tras el capítulo 6 se ha ubicado la bibliografía y los anexos I y II, que contienen tablas y gráficas que, debido a su enorme

extensión, se ha considerado conveniente presentarlas al final, para no entorpecer la presentación y lectura de la memoria del proyecto.

## **2 Energía termosolar**

### **2.1 Fuentes de energía. Contexto energético actual.**

Una fuente de energía es toda aquella materia o sistema del que es posible extraer energía aprovechable, ya sea mediante reacción química, por transformación de estado físico o por generación de trabajo mediante generación de movimiento relativo. Según su etapa de conversión a energía útil y aprovechable, las energías se clasifican en primarias, secundarias y finales.

Se consideran primarias todas aquellas formas de energía obtenidas directamente de la naturaleza, sin ningún tipo de transformación previa. En la naturaleza todas las energías son de origen nuclear, químico o gravitatorio. Algunos ejemplos son la energía solar, los yacimientos de petróleo y gas, o la energía mareomotriz.

Por su parte, las energías secundarias resultan de la transformación de una fuente de energía en otro tipo de energía. A menudo son productos intermedios, al no encontrarse aún en la forma deseada por el consumidor, y pueden provenir directamente de conversiones de fuentes de energía primaria, o bien elaborarse a partir de otras fuentes de energía ya tratadas, como es el caso del alquitrán. Las energías secundarias se denominan productos energéticos si proceden de una fuente en concreto, como los derivados del petróleo, o vectores energéticos, si no se conoce su procedencia, cuyo ejemplo más claro es la electricidad. Una vez moldeados a la forma de energía que requiere el consumidor, y transportados a los centros de consumo, las energías secundarias se denominan energías finales.

Siempre se debe tener en cuenta que los rendimientos de extracción y uso de la energía disminuyen a medida que se avanza en el proceso de conversión y transporte hacia el punto de consumo, en tanto en cuanto todas las etapas del proceso, desde la captación de la fuente de energía, hasta su transformación y transporte final, requieren de aporte de energía, ya sea éste provisto por otra fuente externa o aplicado internamente por la propia fuente.

#### **2.1.1 No renovables**

Las fuentes de energía no renovable son aquellas que se encuentran disponibles en la naturaleza de forma limitada y cuyo uso conduce al agotamiento de las reservas, es decir, no tienen tasa de reposición, puesto que los procesos naturales de origen orgánico que las forman necesitan millones de años para su formación. Se dividen en dos grandes grupos: los combustibles fósiles y la energía nuclear.

Sus características les confieren una serie de ventajas y desventajas, algunas de las cuales ya han sido mencionadas en el tema introductorio. Entre las razones que propician su uso destaca que su precio tiende a ser menor que el de las alternativas renovables, su contenido energético, es decir, sus poderes caloríficos, son altos, y además la tecnología necesaria para

su explotación está muy desarrollada, como consecuencia de una larga curva de aprendizaje. En lo que a combustibles fósiles se refiere, su uso es amplio y variado, puesto que existen multitud de productos derivados de ellos. Por el contrario, sus limitaciones vienen por su propia condición de no renovable, contaminación generada de distinto tipo y sus consecuencias para la salud y el cambio climático, las altas medidas de seguridad asociadas tanto en operación como en almacenaje, debido a su volatilidad e inflamabilidad o a su radiactividad; la distribución muy desigual de las reservas y la gestión problemática de los recursos.

### ***2.1.1.1 Combustibles fósiles***

Se entiende por combustibles fósiles al carbón, el petróleo, el gas natural y derivados, productos petrolíferos obtenidos del refinado del petróleo (gasolina, gasóleo,...). Son productos de alto contenido energético, resultantes tras un largo proceso de transformación de biomasa de distintos orígenes a lo largo de miles de años.

#### ***2.1.1.1.1 Carbón***

El carbón es un combustible sólido procedente de la descomposición de residuos vegetales en zonas acuosas, como pantanos o regiones marinas, en ausencia de aire y en condiciones extremas, por elevadas, de presión y temperatura. Atendiendo a su contenido creciente en C y decreciente en H<sub>2</sub>O, existen cuatro variedades principales: la turba (50-60% en C), el lignito (60-75% en C), la hulla (80-90% en C) y la antracita (90-95% en C). Otros criterios de clasificación posibles son su inflamabilidad y volatilidad, o el poder calorífico, relacionado con el contenido en humedad.

Las reservas mundiales de carbón están bastante más distribuidas que otras fuentes de energía fósiles, encabezando la lista EE.UU., Rusia, China, Australia e India. En España existen reservas, concentradas en la zona norte del país, en Asturias y Aragón, pero de calidad variable, en general baja. El carbón local extraído se mezcla en diversas proporciones con el carbón importado, según cada central térmica, pero constantes. Variar la mezcla implica problemas y costes por valor entre 50 y 300 millones de €. En comparación con el carbón importado, el carbón nacional no es rentable, puesto que sus costes son mayores, debido a mayores dificultades en los procesos de extracción y una calidad inferior respecto al carbón extranjero, y el precio de venta es menor que el carbón procedente de fuera de nuestras fronteras.

Las principales aplicaciones del carbón son la generación eléctrica en centrales térmicas de ciclo Rankine y posterior venta de las cenizas a las cementeras, la industria metalúrgica y en procesos de transporte, calefacción y generación de calor de proceso en diversos sectores industriales.

Aunque es más barato que otros combustibles fósiles, el carbón tiene un problema serio en lo que a contaminación se refiere, principalmente por emisión de GEI como el CO<sub>2</sub>, óxidos de nitrógeno y compuestos sulfurados, y partículas de hollín y cenizas, razón por la cual necesita



de la aplicación de tecnologías de captura y mitigación de los gases contaminantes en centrales avanzadas.

Según la contabilidad llevada a cabo por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la producción interior de carbón sigue una tendencia a la baja en los últimos años, marcada por una política de decremento en el sistema de ayudas y subvenciones hasta su desaparición en el año 2018 (Decisión 787/2010/UE). Sin embargo, este hecho contrasta con el dato aportado en la tabla 8.1, que refleja que el consumo de energía primaria procedente del carbón ha aumentado un 20,5% respecto al mismo periodo del año anterior. La tabla 8.2 demuestra que en total en consumo de energía final, la participación del carbón ha disminuido en el mix energético. La respuesta a todos estos indicadores hay que ir a buscarla a la existencia de unos volúmenes de stock de almacenaje actuales altos, tanto en el Almacén Estratégico Temporal de Carbón (AETC), como en almacenes de empresas y centrales térmicas operativas. A pesar del incremento de carbón consumido en 2015, se acierta a ver una posible caída progresiva de la demanda de carbón en los próximos años, lo que podría acentuar la retracción del mercado interior del carbón frente a las importaciones.

#### ***2.1.1.1.2 Petr6leo***

El petr6leo es una mezcla de hidrocarburos insolubles en agua, principalmente, entre otros compuestos org6nicos. Su origen, como otros combustibles f6siles, se encuentra en el proceso de descomposici6n y transformaci6n sufrido por restos org6nicos cubiertos por nuevas capas de sedimentos, en condiciones de alta presi6n y temperatura, a lo largo de miles de a6os.

Según la concentraci6n y las cadenas formadas por los hidrocarburos tendr6 diferentes caracter6sticas en cuanto a poder calor6fico, viscosidad, densidad, etc. Una vez extra6do el crudo, se transforman en fuentes de energ6a final mediante procesos de refinado.

El petr6leo y sus derivados se usan de manera intensiva y en multitud de procesos y aplicaciones, desde los medios de transporte de todo tipo, a la generaci6n el6ctrica y de calor de proceso. Es un producto altamente estrat6gico a nivel mundial, por lo que el precio de venta y sus variaciones, su disponibilidad, la incertidumbre asociada sus ritmos de producci6n y las pol6ticas de los pa6ses productores tienen un gran impacto en la econom6a global.

El consumo total de petr6leo, en t6rminos de energ6a primaria, fue de 52434 ktep en 2015 (tabla 8.1). Es tradicionalmente la primera fuente de energ6a en Espa6a, incrementando un 3,3% su consumo con respecto al a6o anterior, y situ6ndose en el 42,3% en porcentaje de participaci6n en el mix energ6tico. En usos finales, el consumo de petr6leo ascendió en 2015 al 51,1% (figura 2.3).

#### ***2.1.1.1.3 Gas natural***

El gas natural comparte con el petr6leo sus 6rdenes y su composici6n qu6mica, puesto que tambi6n es una mezcla de hidrocarburos. En este caso se trata de hidrocarburos gaseosos ligeros, principalmente metano, aunque tambi6n etano, propano y butano. Pueden

encontrarse en yacimientos exclusivos de gas, pero habitualmente aparecen en yacimientos compartidos con petróleo, y también con carbón.

El gas natural extraído contiene diferentes gases en menor proporción, pero que deben ser eliminados del mismo, por distintos motivos, como su bajo poder calorífico o las complicaciones que generan para licuar el gas natural, proceso necesario para transportarlo en barcos metaneros.

Sus usos, como ocurre con el petróleo están bastante extendidos. De especial relevancia es su uso en centrales ciclo combinado y centrales de cogeneración, alcanzando rendimientos elevados en la producción de electricidad y calor, pero también tiene otros, como calefacción, generación de agua caliente y calor de proceso de uso residencial e industrial; como gas natural licuado (GNL) o gas natural comprimido (GNC) en vehículos terrestres y marítimos o en pilas de combustible en motores de hidrógeno.

En España, el peso del gas natural dentro del mix energético es muy importante. De los datos publicados por el gobierno, se deduce que la participación del gas natural como fuente de energía primaria en 2015 fue del 19,9% respecto del total, con una variación interanual del 3,9%, situación que contrasta con el descenso, bastante severo, sufrido el año anterior, una caída en el consumo total de gas natural de del 9,3% respecto al 2013. Se estima que en torno a un 20% del total del gas consumido en España se emplea para usos térmicos, calefacción y agua caliente principalmente, en los sectores doméstico y comercial, mientras que entre el 35-40% se dedica a generación de calor en la industria. En el sector eléctrico su participación ronda el 30% del total, entre sus usos como materia prima en centrales de ciclo combinado y centrales de cogeneración (figura 2.3 y 2.5).

### ***2.1.1.2 Energía nuclear***

La energía nuclear es aquella que mantiene unida los protones y neutrones dentro del núcleo. Puede extraerse de forma útil mediante reacciones en cadena de rotura de los átomos (fisión) o de combinación para formar átomos más grandes (reacciones de fusión).

En la reacción de fisión se parte de la captación de un neutrón por parte de los átomos del material combustible, generalmente Uranio, que genera una inestabilidad en éstos que termina por partir el núcleo, liberando de nuevo masa en forma de neutrones y energía en forma de radiación. Por el contrario, en la reacción de fusión se busca transformar varios átomos ligeros a otro más pesado. Sea de una forma u otra, el proceso de reacciones en cadena de rotura de los enlaces de las partículas que conforman los núcleos y recombinaciones posteriores conduce a un estado final de nivel energético menor, y a una liberación de masa que se desintegra en grandes cantidades de energía según la ecuación de equivalencia predicha por Einstein.

El proceso se controla introduciendo barras de Cd, Zr o B, que absorben neutrones para regular la actividad de las reacciones. Se hace circular un refrigerante en circuito cerrado para absorber el calor liberado en la reacción nuclear. El vapor resultante se introduce en un ciclo de potencia para producir electricidad.

Entre sus ventajas se podrían citar:

- No genera emisiones de GEI en operación
- Riesgo de fugas bajo
- La necesidad de operar a plena carga de forma continua todo el año facilita a la planificación eléctrica. Por ello, la energía que produce es de base.
- Aunque el combustible es caro, se necesita poca cantidad de materia prima
- Supone una alternativa factible a los combustibles fósiles, con un coste razonable de la energía producida, incluso barato si se consiguen disminuir los costes de amortización de la central

Por el contrario, entre las desventajas figuran:

- Genera dependencia energética externa, aunque diversifica esta dependencia, puesto que contribuye a disminuir la dependencia asociada a los países productores de petróleo y gas.
- Contaminación generada en montaje y desmantelamiento de la central, durante fugas y en proceso de obtención y transporte del uranio. Efectos devastadores de las fugas radiactivas y gran repercusión de los accidentes.
- Gestión muy problemática de los residuos radiactivos que genera, tanto por su peligrosidad como por los tiempos de actividad radiactiva.
- Requiere de grandes medidas de seguridad, mayores aún con el clima político actual y el ascenso de las amenazas terroristas.
- Costes de inversión inicial muy elevados.
- Incertidumbre y escasez de uranio generan altos costes de materia prima.
- Altos transitorios impiden funcionamiento a carga parcial.
- Actualmente solo son viables las centrales nucleares de fisión.

En España hay actualmente 7 reactores nucleares activos, lejos de los números de los principales productores a nivel internacional (EE.UU, Rusia, Japón, China, Francia o Corea del Norte) (IAEA, 2016) (Liy, 2015). En total, eso supuso una generación bruta anual de 57299,5 GWhe, según datos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (Minetur, 2016) y REE (REE, 2016). Aun perdiendo algo de peso en los últimos años, sigue siendo un sector clave en España, el segundo en generación eléctrica, superando a otras energías convencionales como el carbón, y tan solo detrás de la electricidad procedente de energías renovables.

Se aprecia en los últimos años un giro en la estrategia energética que se manifiesta en un estancamiento de las centrales activas y un cierto retroceso en la participación dentro del mix energético. La alta inversión necesaria, el endeudamiento estatal producido por el déficit tarifario, la problemática gestión de los residuos y la mala prensa asociada a esta tecnología, acentuada por el efecto contagio tras el aún cercano accidente de Fukushima, están

probablemente detrás de la falta de relevo ante la paralización y desmantelamiento por el fin del ciclo de vida de centrales antiguas (centrales de Zorita y Santa María de Garoña). Además, todos estos problemas arrastran el precio final de la electricidad generada en España, a la cabeza en toda Europa.

### 2.1.2 Renovables

Su denominan de esta forma las fuentes de energía que se encuentran disponibles de forma inagotable, porque permiten reponer el recurso explotado a corto o medio plazo de forma natural. El Sol es la fuente, directa o indirecta, de prácticamente todas ellas.

Entre los tipos de energías renovables se encuentran las energías:

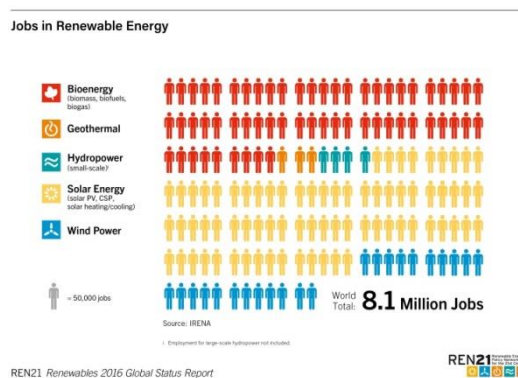
- ❖ Solar
  - Fotovoltaica
  - Solar térmica
  - Termosolar y termoeléctrica
- ❖ Eólica
- ❖ Hidráulica
- ❖ Mareomotriz
- ❖ Geotérmica
- ❖ Biomasa y reaprovechamiento de los residuos
- ❖ Gradiente térmico marino

Se caracterizan por ser recursos autóctonos y tener en general impactos medioambientales sensiblemente inferiores a los provocados por las fuentes de energía convencionales. La biomasa, por ejemplo, genera emisiones de CO<sub>2</sub> al quemarse, pero no en términos globales, puesto que también lo evita mediante la fotosíntesis. No obstante, según el tipo de fuente de energía del que se trate, sus procesos de explotación producen impactos visuales y/o acústicos, como en el caso de la eólica. La gestión de los residuos generados tampoco es problemática.

Los costes de las renovables son superiores a los de las energías no renovables, por término general, y su viabilidad comercial depende de varios factores, aparte del grado de disponibilidad del recurso, como, por ejemplo, las condiciones geográficas y la extensión de terreno disponible. Sin embargo, ofrecen beneficios para la economía, visibles normalmente a medio y largo plazo. Entre otros efectos, abren nuevos mercados y contribuyen a reducir la dependencia energética del exterior, o acercarse al objetivo de asegurar el suministro. Esto último, en términos de planificación energética es cierto, aunque con matices, puesto que la disponibilidad del recurso energético no siempre es la deseada, lo cual dificulta su regulación y puede complicar inesperadamente el suministro, de tal forma que la producción tendría que ser cubierta por otras vías. En centrales solares termoeléctricas se trata de paliar este problema mediante sistemas de almacenamiento térmico, dimensionando el campo de colectores a través del múltiplo solar para un determinado punto de diseño, o bien utilizando calderas de respaldo a la generación solar. Las capacidades de almacenamiento suelen ser del

orden de 6-12 h. Ésta es una de las razones por las que los países tienden a tener capacidades instaladas sobredimensionadas.

El hecho de ser tecnologías renovables y respetuosas con el medio ambiente, fomentar la creación de nuevos puestos de trabajo y no ocasionar graves costes sociales, hacen más real la idea de una economía sostenible. Según la asociación REN21, en la edición 2016 de su informe acerca del estado de las energías renovables en el mundo (Renewables 2016 Global Status Report, 2016), detalla que las energías renovables generan 8,1 millones de puestos de trabajo actualmente (figura 2.1). La energía solar es responsable de aproximadamente el 50% de los empleos creados, la mayoría relativos a la fotovoltaica, seguido de lejos aún por la termosolar y la energía solar térmica.



**Figura 2.1. Puestos de trabajo en el sector de energías renovables a nivel mundial en 2015. Fuente: (Renewables 2016 Global Status Report, 2016)**

## 2.2 Energía solar

La energía solar se define como el aprovechamiento directo de la radiación electromagnética procedente del Sol que alcanza la superficie terrestre para la generación de electricidad o calor. Podría entenderse como la más importante de las energías renovables, puesto que es el origen de la mayoría de tecnologías alternativas, con excepción de la energía geotérmica y mareomotriz. Es el origen del ciclo del agua y del viento, y supone, mediante la fotosíntesis, la base de la flora y, por ende, de la fauna.

Los tipos de tecnologías solares se definen según la forma de aprovechamiento de la energía solar incidente. En su condición de onda electromagnética, la interposición de células solares de materiales semiconductores, principalmente Si amorfo o cristalino, permite la transformación directa de los fotones en electricidad (energía solar fotovoltaica). La tecnología actual alcanza eficiencias máximas en torno al 40%.

Por otra parte, se puede aprovechar transformándola en calor. Según la temperatura de operación y la inclusión de concentración óptica, se distingue energía solar térmica ( $T < 80-100$  °C) o energía termosolar ( $T > 100$  °C). Las fronteras de temperatura indicadas entre unas y otras categorías no son totalmente rígidas, no hay una norma estricta al respecto, sino que han de tomarse como referencia. La cuestión es a qué temperatura puede operar cada tipo de sistema

de captación con rendimientos aceptables. Así, los tubos de vacío pueden operar a temperaturas de 120 °C, pero normalmente son empleados a temperaturas menores, entre 60-100 °C.

❖ Clasificación de tecnologías de ingeniería solar

- Energía solar fotovoltaica sin concentración (PV), de baja concentración (LCPV) y de alta concentración (HCPV).
- Energía solar térmica, o de baja temperatura:  $T < 80-100$  °C.

Son tecnologías pasivas, es decir, sin seguimiento de la posición solar aparente. Son captadores solares sin concentración, o de muy baja concentración, como paneles solares simples y avanzados (de vacío), tubos de vacío (diseño tipo Sydney,...), captadores tipo CPC y tipo V y combinación de tubos de vacío con respaldo trasero de panel reflector tipo CPC.

- Energía solar térmica de media y alta temperatura, o ingeniería termosolar (CSP):  $T > 100-120$  °C (tecnologías activas).
  - Temperaturas medias:  $100^{\circ}\text{C} < T < 400$  °C

Las tecnologías empleadas son sistemas de captación solar de baja y media concentración: captadores tipo CCP, Fresnel, FMSC y algunos sistemas CPC de suficiente  $C_g$ . Actualmente, los sistemas CCP y Fresnel de mayores  $A_{ap}$ , utilizados en el sector termoeléctrico, están alcanzando con nuevos fluidos térmicos cotas de 550 °C (sales fundidas) y hasta más de 600 °C (aire).

- Temperaturas altas:  $T > 400$  °C. Típicamente 800-1000°C.

Sistemas basados en arquitecturas de alta concentración, tipo torre solar y disco solar.

- Tecnologías híbridas (PV/T), con concentración (LCPV y HCPV) o sin ella.

Los tipos de arquitecturas de concentración presentes actualmente en CSP se verán con mayor detalle en el capítulo 3 y 5. El calor generado en CSP se transporta en forma de vapor de agua o mediante aceites térmicos sintéticos o sales fundidas a temperaturas medias y altas, y se conecta a la salida del campo solar un ciclo Rankine (generación de potencia en el sector termoeléctrico). También encuentra multitud de aplicaciones en la industria, principalmente generando calor de proceso o vapor de proceso a temperaturas medias, entre 100 °C y 300 °C (industria cárnica, bebidas, comida enlatada, industria textil, química...), aunque también puede usarse ese calor para la generación de otros tipos de energía final, como energía mecánica. La energía solar térmica se usa de forma intensiva en calefacción de naves industriales y de viviendas, así como generación de ACS y climatización de piscinas. Distintas técnicas de diseño en arquitectura bioclimática, como aislamientos acristalados o recirculaciones naturales de aire caliente, permiten aprovechar la energía solar en procesos de calefacción y ventilación de forma natural, y conseguir así reducciones del consumo energético de los edificios superiores al 30%. La climatización y el frío solar, conectando una máquina de absorción de simple o doble efecto aguas abajo del captador solar, son sectores que ofrecen buenas expectativas de futuro para este tipo de tecnologías. En el tema 5 se verán más en profundidad las aplicaciones de los modelos CSP investigados.

La energía solar, en cualquiera de las variantes recién vistas, aporta una serie de ventajas, algunas de ellas comunes al resto de las energías alternativas, como por ejemplo su ya mencionada condición de fuente de energía limpia e inagotable, o su contribución a una economía sostenible e independiente de agentes externos.

Por sus características, la energía solar posee una buena adaptabilidad a ambientes rurales y zonas donde por una u otra razón, no llega la infraestructura de transporte e interconexión del sistema eléctrico. Estos sistemas autónomos, no conectados a la red, se denominan sistemas distribuidos, o también *off-grid systems*, según su nomenclatura en lengua anglosajona. Los sistemas distribuidos no necesitan de infraestructuras tan avanzadas ni costosas, como los sistemas conectados a la red u otros tipos de tecnologías. Aunque las tecnologías solares necesitan de grandes extensiones de terreno, en el caso de los sistemas distribuidos la gravedad de este problema es menor, si se compara con las instalaciones de red, puesto que las primeras son instalaciones de capacidad instalada reducida, a menudo entre las decenas y los centenares de KW. Por otra parte, en lo referente al ratio de cobertura del terreno disponible, destacan las tecnologías sin concentración (paneles solares y fotovoltaicos, tubos de vacío) o de muy baja concentración (captadores tipo CPC, tipo V) sobre los captadores solares con concentración.

En general, los sistemas de captación solar, aun con diferencias entre unos y otros, son de mantenimiento fácil y barato y, en sus versiones de pequeño tamaño, lo que se ha dado en denominar sistemas de *microgeneración*, presentan aptitudes para la integración arquitectónica, destacando la tecnología fotovoltaica en este aspecto.

En el caso de las tecnologías de tipo solar, aparte de la necesidad de disponer de grandes extensiones de terreno plano o de muy baja pendiente a bajo coste, lo cual es un gran inconveniente en las ciudades, hay que tener en cuenta otros, si bien es cierto que todos los problemas que acarrea la tecnología solar provienen de tres aspectos: sus costes de inversión, su eficiencia y su no gestionabilidad. En primer lugar, son sistemas de un coste alto aún a día de hoy, caracterizados por una inversión inicial muy elevada y unos instrumentos de financiación no lo suficientemente desarrollados. Todo ello, junto con una retribución insuficiente por la energía generada, provoca unos periodos de amortización normalmente largos, no menores a 3-5 años y, según el tipo de tecnología, incluso intervalos mucho más prolongados, como se tendrá oportunidad de comprobar en los resultados presentados más adelante. Los sistemas fotovoltaicos tienen unos costes de energía generada bajos, lo cual es una ventaja frente a los sistemas térmicos.

En segundo lugar, aunque se ha avanzado mucho en las últimas décadas en la eficiencia energética de los sistemas solares, éstos presentan aún rendimientos insuficientes para su viabilidad comercial frente a los precios actuales de los combustibles fósiles. Además, los rendimientos obtenidos dependen en gran medida del nivel de irradiación instantánea y anual en la región.

Por último, la incapacidad de la gestión del recurso energético complica la gestión de la producción. Y es que, de manera similar a lo que ocurre en otras tecnologías, como en la eólica con el viento, no siempre se dispone de radiación solar incidente y/o no es constante. Además, existe una gran fluctuación estacional de la irradiación. La ingeniería termosolar ha conseguido

solucionar en parte este problema, introduciendo sistemas de almacenamiento térmico, como se ha comentado anteriormente, dotando a la central de una cierta capacidad de regulación, para adaptarse a la demanda, a cambio de un considerable aumento en el coste de inversión total, debido al coste adicional de los tanques de almacenamiento, a la necesidad de un sistema de bombeo más potente, y a costes de fabricación e instalación superiores a central solar estándar.

Los inconvenientes de la tecnología solar le asocian aún riesgos moderados, por lo que lastran de manera significativa la captación del interés de los grandes mercados, y pone en entredicho la capacidad de los pequeños inversores para apostar por este tipo de tecnología. Aparte de las condiciones concretas de cada región, la integración en el mercado necesita de políticas gubernamentales de apoyo continuadas. En EE.UU. y Europa, la energía solar tuvo un crecimiento importante durante la pasada década, al que se han venido uniendo en los últimos años otros países como Australia y cada vez más países del sur y este de Asia.

España, hasta no hace mucho tiempo, ocupaba una posición aventajada en la carrera tecnológica, por encima de EE.UU y Alemania. Sin embargo, la llegada de la crisis y la retirada gradual de ayudas al sector (Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, 2011) han paralizado muchas de las inversiones previstas, con frenazos especialmente intensos en fotovoltaica y solar de concentración (CSP), como se verá más adelante. En estos sectores, gran parte de la inversión y del potencial del mercado ha salido con rumbo hacia destinos más atractivos, como India y la Península Arábiga. Respecto a la tecnología termosolar de microgeneración a temperaturas medias (*micro-CSP*), de especial interés para este proyecto, las actuales condiciones han impedido, de momento, la integración real de la tecnología CSP de pequeño y medio tamaño. Existen pocos productores, y gran parte de ellos se encuentran, o se han encontrado, en problemas para salir adelante en un mercado aún muy convulso, que presenta grandes oportunidades, pero también muchas dificultades. Por tipo de tecnología solar, éstos son algunos ejemplos de fabricantes nacionales: Abengoa (módulos PT1 y RMT, tecnología CCP (Abengoa Solar, 2015)), Inersur (Fresnel (INERSUR, 2015)), Tecnología Solar Concentradora (módulo CCstar, tecnología FMSC plano (TSC, 2015)). Las complicaciones en el mercado CSP en los últimos años no son, por supuesto, exclusivas de España, valga como ejemplo desapariciones como la de Sopogy, en EEUU (Sopogy, 2015); si bien es cierto que en otros países, como en este caso EE.UU., se han sabido sobrellevar de mejor forma las dificultades.

### 2.3 Contexto energético actual

El consumo de energía primaria en España en el pasado año 2015 quedó muy próximo a los 125000 ktep, mientras que en el caso de la energía final este dato no superó los 84000 ktep (tablas 8.1 y 8.2). Viendo la estructura de los datos, se deducen algunas de las flaquezas de nuestra economía. Y es que en un país con reservas prácticamente inexistentes de crudo, gas y uranio, y bajas en carbón, el cual además es de baja calidad, el mantenimiento de índices de consumo del 11,65%, 42,33%, 19,85% y 12,05% en carbón, petróleo, gas natural y energía nuclear, respectivamente, respecto del total de energía primaria consumida anualmente,



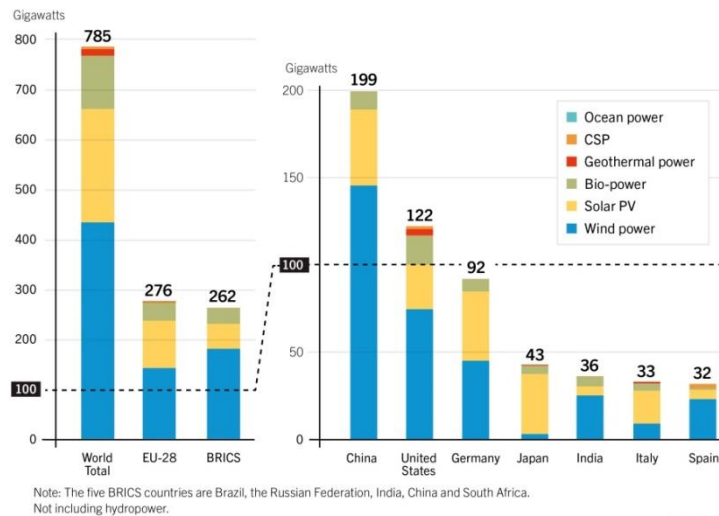
evidencia un problema ya mencionado anteriormente, una alarmante dependencia energética, común por otra parte a la mayoría de los países de la zona Euro.

Si bien es cierto que los indicadores y registros existentes marcan una tendencia a la baja en dependencia energética respecto del exterior desde que en 2007 se alcanzaran picos del 82% (Eurostat, 2016), (La Energía en España 2014, 2014)), en los últimos dos años estamos asistiendo a un repunte de los datos, cuyas causas hay que ir a buscarlas a las acciones combinadas de la bajada de precios mantenida por la OPEP tras la Primavera Árabe, a causa de la guerra del fracking con EE.UU., y la caída sensible y continuada de la demanda en la región europea tras el estallido de la crisis económica. Un precio bajo de los productos petrolíferos propicia que no sea rentable, por el momento, aumentar la inversión en otro tipo de energías explotables localmente.

Frente a los combustibles fósiles, por sectores, los datos proporcionados en las tablas 8.1 y 8.2 muestran un estancamiento de la producción nuclear, así como del total de las energías renovables, respecto al año 2014. De estas últimas, destacan retrocesos muy acusados de la energía hidráulica (28,69%) y la energía eólica (5,6%), que es compensado por avances significativos de otros sectores, liderados por la biomasa (14,09%), y seguido a distancia por la energía solar térmica (7,2%) y los biocarburantes (5,1%) y la energía solar termoeléctrica (4,1%). La gestión de los RSU, del biogás y de la energía geotérmica muestra de igual forma fuertes variaciones porcentuales positivas, aunque hay que tener en cuenta que esto se debe al escaso peso que aún tienen estas tecnologías en el panorama nacional. Entre las tecnologías solares, el sector fotovoltaico se frena por completo, siendo la única tecnología solar que no creció en 2015, aunque mantiene el segundo puesto (0,6%) tras las grandes plantas termoeléctricas (1,8%) en lo que a consumo de energía primaria se refiere. Dicho parón se haya visto probablemente influenciado por el cambio en las políticas energéticas en 2012, en materia de subvenciones y tarifas reguladas, tras la anterior actualización del PER.

El estudio llevado a cabo por la asociación independiente REN21 (Renewables 2016 Global Status Report, 2016), ya mencionada anteriormente, muestra la estructura de generación en España, y en otros países, dentro del sector de renovables (figura 2.2). Según estos datos, la capacidad total instalada en España en renovables fue de 32 GW en 2015, de los cuales la amplia mayoría pertenecen a la eólica. Tras ella, se sitúan la solar fotovoltaica y la termosolar. Otras tecnologías renovables, como los biocombustibles, tienen aún presencias mínimas.

**Renewable Power Capacities in World, EU-28, BRICS and Top Seven Countries, End-2015**

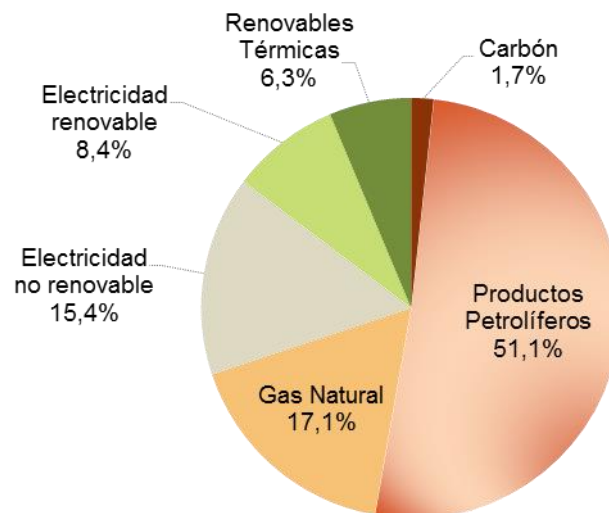


REN21 *Renewables 2016 Global Status Report*



**Figura 2.2. Capacidades instaladas en energías renovables en el mundo en 2015. Fuente: REN21 (Renewables 2016 Global Status Report, 2016).**

La distribución de energía final consumida en ese mismo periodo, acompaña los resultados aportados por el análisis anterior. Puede comprobarse cómo los productos petrolíferos y el gas natural mantienen e incluso incrementan su peso sobre el total de las energías, y la producción eléctrica de origen renovable continúa, con un 35,3% respecto del total de electricidad consumida en España, un camino ascendente en cuota de mercado, que parecía perdido en los últimos tiempos.



**Figura 2.3. Consumo de energía final en España en el año 2015. Fuente: (IDAE, 2016)**

Puesto que uno de los indicadores de la evolución de cualquier economía es su evolución en generación y consumo de energía eléctrica, se ha creído conveniente completar el análisis acerca del contexto energético actual a nivel nacional acompañando a los datos anteriores con

las gráficas siguientes referentes al sector eléctrico español. Las figuras 2.4 y 2.5 muestran la tendencia en la capacidad instalada conectada al sistema eléctrico en España entre 1995 y 2013, en su totalidad y por tecnologías, respectivamente.

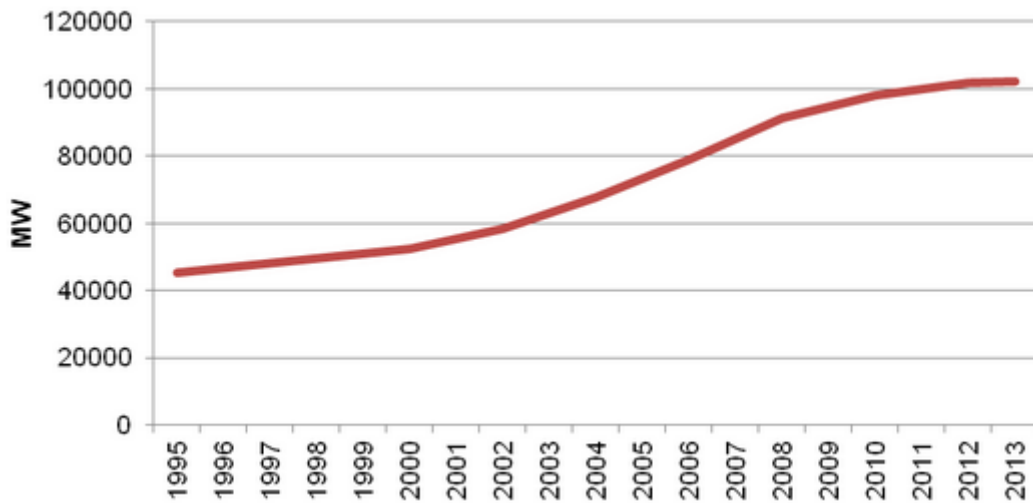


Figura 2.4. Evolución de la potencia instalada en España. Fuente: REE (REE, 2016) y Endesa (Endesa, 2016).

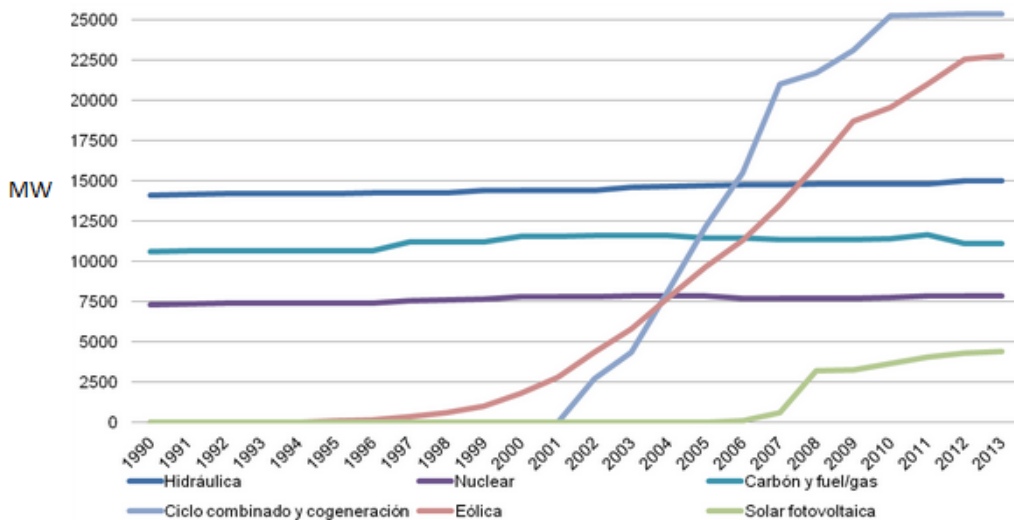
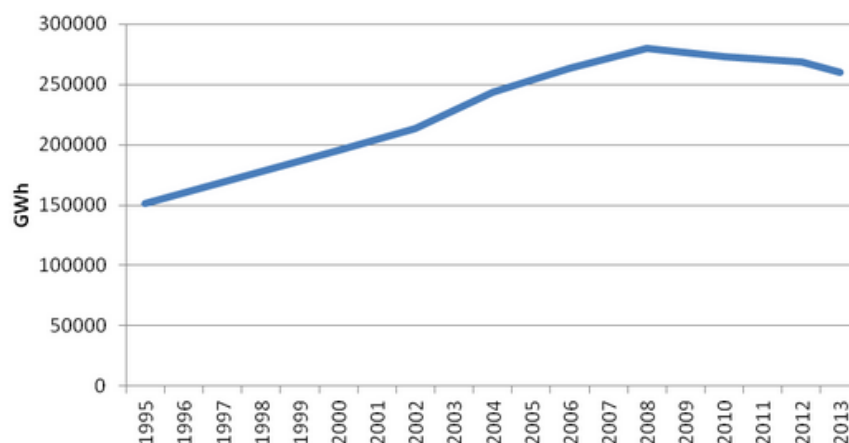


Figura 2.5. Evolución de la potencia instalada en España, por sectores. Fuente: REE (REE, 2016) y Endesa (Endesa, 2016).

Se aprecia un crecimiento continuado a lo largo de las últimas dos décadas, muy intenso durante la década del 2000 hasta la llegada de la crisis económica en 2008, y ralentizado desde entonces. La gráfica del crecimiento por sectores resulta muy interesante, puesto que refleja las políticas energéticas de apoyo a los ciclos combinados (CC) y las energías renovables, principalmente la eólica. A pesar de la desaceleración general ya mencionada, y el giro estratégico recogido en el PER en 2011 (Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, 2011), con decrementos en las ayudas económicas a los inversores, la inercia y las inversiones

financieras ya comprometidas durante los años de bonanza permitieron prolongar el crecimiento de las tecnologías CC y cogeneración, eólica y, en menor medida, la tecnología solar fotovoltaica. Ésta, tras un impulso inicial similar a la eólica, sufrió rápidamente un frenazo en 2008 que se ha prolongado hasta la actualidad.

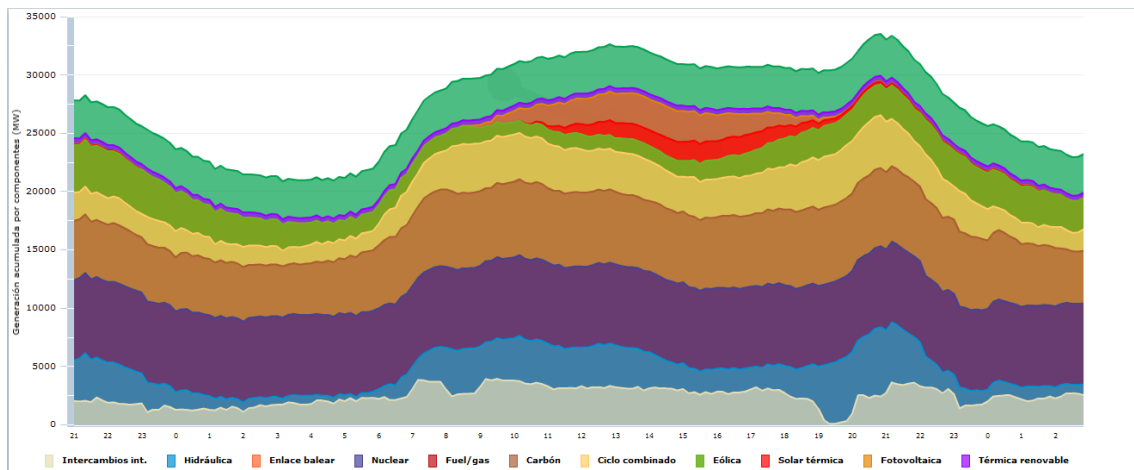


**Figura 2.6. Evolución de la energía generada en España. Fuente: REE (REE, 2016) y Endesa (Endesa, 2016).**

La evolución de la energía generada, como indica la figura 2.6, experimentó en ese mismo periodo un crecimiento parejo al de la potencia instalada, hasta el punto de inflexión introducido por los efectos de la crisis. A partir de entonces la demanda ha ido retrocediendo de forma continuada hasta 2014. Desde 2015 se vislumbra un incipiente proceso de recuperación que se espera se asiente en los próximos años. Aun así, sigue habiendo riesgos importantes que pueden influir en la duración de la salida de la crisis, como son la coyuntura política actual a nivel nacional, y la posible subida de los costes del abastecimiento de los productos petrolíferos y el gas natural, en caso de que los países de la OPEP decidan eliminar el exceso de la producción diaria de barriles de crudo para ajustarse a la demanda.

Por otra parte, es necesario poner en relieve que, a pesar del avance en sectores como el termoeléctrico, un 4,1% según los datos manejados (tabla 8.1), es la electricidad de origen no renovable la que está liderando el repunte en el consumo, sobre todo con el incremento de consumo de carbón primario y gas natural en centrales CC, frente a la electricidad renovable. En términos de energía final consumida, la electricidad no renovable supone un 15,4% del total, con una variación positiva interanual del 9,7%, lo cual ha compensado la pérdida de un 9,4% en electricidad de origen renovable respecto a 2014.

Por último, gracias a los datos recogidos por REE, se puede apreciar la estructura de generación diaria en el sistema eléctrico español, en consonancia con lo comentado anteriormente (figura 2.7). La energía de base está producida mayoritariamente por centrales térmicas convencionales de carbón y nucleares. La capacidad de adaptación y regulación de la carga permite a los ciclos combinados producir también en régimen intermedio, junto con las renovables hidráulica (centrales de embalse y de bombeo con capacidad de regulación suficiente), eólica y solar. Por su parte, los intercambios internacionales de energía permiten ajustar por completo la producción a la demanda.



**Figura 2.7. Estructura de generación en el sistema eléctrico español, a fecha 26/9/2016. Fuente: REE (REE, 2016)**

## 2.4 Mercados CSP

### 2.4.1 Clasificación de las tecnologías CSP según tamaño

Cuando se habla de los tipos de mercados CSP normalmente se hace referencia a la temperatura de operación, como ya se introdujo en el apartado 2.2 de este mismo capítulo. Sin embargo, tomando como criterio de clasificación el tamaño del colector, es decir, el área de apertura  $A_{ap}$  disponible de un módulo de captador, existen dos categorías principales: pequeña escala y gran escala. En captadores solares lineales, es decir, todas aquellas tecnologías de media concentración, es más cómodo tomar en la práctica el ancho de apertura como criterio de separación, denotado por la letra D en este informe.

#### ❖ Pequeña escala

En captadores cilindro-parabólicos (CCP) la frontera se sitúa en torno a  $D < 4$  m, mientras que para captadores solares tipo Fresnel  $D < 6-7$  m. No hay ninguna norma que especifique hasta qué valor del ancho de apertura se considera como pequeña escala, sino que el dato lo aporta la experiencia. Dentro de pequeña escala, la tendencia en los modelos comerciales introducidos plantea dos subcategorías

- Pequeña escala, microgeneración o *micro-CSP*:
  - En captadores tipo CCP:  $D < 1,5 - 2$  m
  - En captadores lineales tipo Fresnel:  $D < 2-3$  m
- Escala media
  - En captadores tipo CCP:  $1,5 - 2 \text{ m} < D < 4$  m
  - En captadores lineales tipo Fresnel:  $4-5 \text{ m} < D < 7$  m

#### ❖ Gran escala

- En captadores tipo CCP:  $D > 4$  m
- En captadores lineales tipo Fresnel:  $D > 7$  m



**Figura 2.8. Campo solar de capacidad menor a 1 MW, instalado en azotea, de módulos tipo CCP de pequeña escala, modelo Abengoa RMT. Fuente: Abengoa Solar (Abengoa Solar, 2015)**

Por otra parte, la escala hace referencia también a la capacidad instalada usual, atendiendo a la viabilidad económica de la instalación. Así, los módulos de pequeño tamaño se aplican a potencias instaladas de entre 100 kW y 1 MW normalmente y, aunque no es nada habitual, incluso en proyectos de 5-10 MW. Mientras tanto, se considera gran escala capacidades instaladas superiores a 1 MW. Por razones económicas, los tamaños casi siempre están por encima de los 10 MW. Tan sólo centros de investigación, plantas piloto y centrales de carácter demostrativo de la tecnología CSP de gran escala suelen manejar potencias instaladas entre 1 MW y 5-10 MW, ya que para captadores de tan gran tamaño dichas potencias instaladas no resultan rentables. La ventana de mercado para éstos es la producción de potencia aprovechando las economías de escala. En concreto, se estima que en la actualidad este tipo de centrales son viables económicamente entre 50 MW y 100 MW. Se espera que en el futuro, a medio-largo plazo, se pueda pensar en instalaciones viables de 200 MW, según avance la curva de aprendizaje de la tecnología CSP y la reducción potencial de los costes asociados a la misma. Mucho tendrá que ver en ello aspectos como el desarrollo de nuevas técnicas, o mejora de las ya existentes, como nuevos recubrimientos selectivos que reduzcan la emisividad a temperaturas de operación elevadas, o la evolución del precio del petróleo y otros combustibles convencionales.

Para ilustrar lo dicho anteriormente, se recogen varios ejemplos en las figuras 2.8, 2.9 y 2.10. La primera de ellas muestra un campo solar de captadores tipo CCP montado en la azotea de una nave industrial. Los módulos corresponden al modelo más pequeño producido por Abengoa Solar, el denominado Roof Mounted Trough (RMT), específico para su instalación en azoteas y tejados, con vistas a su aplicación en ambientes industrializados. Estos módulos poseen el sello de certificación OG-100 de la Solar Rating & Certification Corporation (SRCC) (SRCC, 2016). En el extremo opuesto, tenemos ejemplos como el de la figura 2.9, que corresponde a un centro de investigación de energía solar térmica en la ciudad de Coimbatore, en India, construido por KGDS Renewable Energy (KGDS, 2015). Esta planta, con dos filas de captadores Fresnel de gran escala, consta de  $1400 \text{ m}^2$  de  $A_{ap}$  con tecnología DSG para la producción de vapor saturado en condiciones de hasta 45 bar y  $257 \text{ }^\circ\text{C}$ . Además, también permite la producción de vapor sobrecalentado a 33 bar, con un sobrecalentamiento de  $30 \text{ }^\circ\text{C}$ . El último caso se trata de la planta termoeléctrica Puerto Errado 2 (PE2) construida por Novatec Solar en España (CSP World, 2015) (Novatec Solar, 2015). Con 904 m de longitud, 28 filas de captadores lineales Fresnel forman un  $A_{ap}$  total de  $302000 \text{ m}^2$ . Ello permite a la central alcanzar unas prestaciones de  $150 \text{ MW}_t$ , o equivalentemente  $30 \text{ MW}_e$  a la salida del generador



eléctrico conectado al eje de la turbina de vapor del ciclo Rankine. El vapor en operación alcanza 55 bar y 270 °C. Con una producción anual de 49 GWhe/año, es capaz de aportar energía suficiente para 12000 viviendas, al tiempo que evita emisiones de hasta 16000 t de CO<sub>2</sub>.



**Figura 2.9. Centro de investigación de energía solar térmica en Coimbatore, India, basado en tecnología Fresnel de gran escala y producción directa de vapor saturado (DSG). Fuente: (KGDS, 2015).**



**Figura 2.10. Vistas aéreas de la planta termosolar Puerto Errado 2 (PE2), de 30 MWe (150 MWt), en operación desde Agosto de 2012. Fuente: (Novatec Solar, 2015).**

En España, la legislación aplicable estableció entre 1997 y 2013 una potencia instalada máxima de 50 MW<sub>e</sub> para ser considerada producción en régimen especial (Ley 54/1997, de 27 de noviembre), y poder así percibir los beneficios impartidos por el Estado, en forma de primas y derechos de venta a los operadores del sistema. La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, ha cambiado esta perspectiva, de tal manera que *“desaparece el régimen especial, pasando todas las instalaciones a regirse por la misma normativa y asumir las obligaciones del mercado”* (Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Resumen, 2013).

Respecto a la retribución de la actividad económica, la Ley 24/2013, en su artículo 14 afirma lo siguiente: *“los parámetros de retribución de las actividades de transporte, distribución y producción a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos y producción en sistemas no peninsulares se fijará teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años”*. *“En su caso, retribución específica para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y*

*residuos*". Para especificar la cuantía de la retribución en producción con energías renovables, cogeneración y residuos, la Ley habla de concurrencia competitiva con el resto de tecnologías, y establece que *"el otorgamiento del régimen retributivo específico estará compuesto por un término por unidad de potencia instalada para cubrir lo no recuperado por el mercado, y en su caso, un término a la operación cuando los costes de explotación no se puedan recuperar en el mercado"*. Con vistas a una progresiva reducción de las ayudas según avance la tecnología CSP y su rentabilidad económica, el artículo 14 de la Ley establece periodos de actualización, y dice así: *"En cada periodo regulatorio (6 años) se podrá establecer todos los parámetros retributivos (incluido la rentabilidad razonable) sin que se pueda modificar la vida útil y el valor estándar de la inversión; cada 3 años se revisarán para el resto del periodo regulatorio las estimaciones por venta de energía en el mercado"*.

## **2.4.2 Distribución de los mercados de concentración solar**

Cada país, a nivel nacional, y distintos organismos e instituciones competentes en el sector y entidades estadísticas, a nivel internacional, realizan seguimientos periódicos acerca de la evolución de la capacidad instalada a nivel global de las energías solares.

A continuación se muestran una serie de figuras que explican la situación actual o reciente de las tecnologías de concentración solar, así como la disparidad de en las estimaciones de crecimiento para los próximos años.

La figuras 2.11 y 2.12 recogen la distribución de las plantas solares termoeléctricas a nivel mundial en 2011 y 2012, según datos de (EASAC, 2016) y (CSP World, 2015), tanto las que se encontraban en operación o en construcción, como otros proyectos planeados. Ambas reflejan el liderazgo de la zona sur de Europa, sobre todo en manos de España, con 49 plantas, con una buena infraestructura y expectativas de crecimiento, hasta finales de la década del 2000, y principios de la del 2010, seguido por EE.UU. La gran mayoría de las plantas, en torno al 80-90%, se concentraban en estas dos regiones.

Aun a pesar de todo ello, la otra cara de la moneda es el cambio de tendencia que ya se preveía por aquel entonces. La industria comenzaba un proceso de expansión hacia otras zonas, principalmente la región MENA (*Middle East and North Africa*), Australia, China, India y Sudáfrica, y en menor medida Chile, México y otras zonas. Las cifras de crecimiento de plantas en operación, así como otras en construcción y en fases más preliminares de planificación, no ha dejado de crecer en Asia, sobre todo en China e India, con un aumento muy significativo de nuevos productores y distribuidores, tanto a nivel de gran escala como de pequeña escala. En cuanto a la capacidad instalada comprometida para los siguientes años, destaca muy por encima del resto el caso de EE.UU, lo cual le ha hecho posicionarse muy cerca del nivel de España en liderazgo en producción en CSP a nivel mundial en la actualidad.

Estudios como el informe anual de la asociación internacional REN21, acerca del estado global de las energías renovables en el mundo (Renewables 2016 Global Status Report, 2016), aún sitúan a España en una posición más competitiva de lo que cabría esperar frente a EE.UU., teniendo en cuenta el crecimiento superior de éste y otras potencias en el sector en los últimos años (figura 2.13).



En conclusión, podría entenderse que las oportunidades son variadas, pero la conclusión más lógica es que en el futuro a largo plazo el mayor potencial de oportunidades de inversión y el crecimiento líder del sector se situará en las zonas este y norte de África (MENA).

Por tecnologías, los captadores tipo CCP son la tecnología más madura y asentada en el mercado, muy por encima del resto. Actualmente copan el mercado con entre un 80% y un 90% de las plantas en operación, y siguen teniendo los mayores índices de crecimiento en capacidad instalada. En 2012-2013, el 75% de las nuevas instalaciones en construcción eran de CCP. Un 18% eran de torre solar, un 6% plantas Fresnel y tan sólo un 1% representaba la inversión en discos parabólicos. Los menores riesgos de inversión de la tecnología CCP podían con los menores costes estimados de las tecnologías de torre y Fresnel.

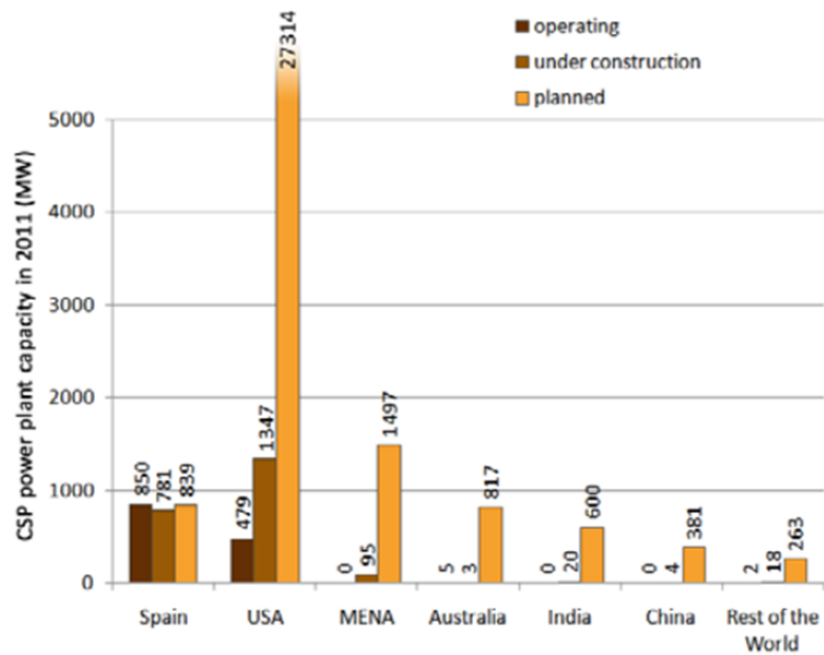
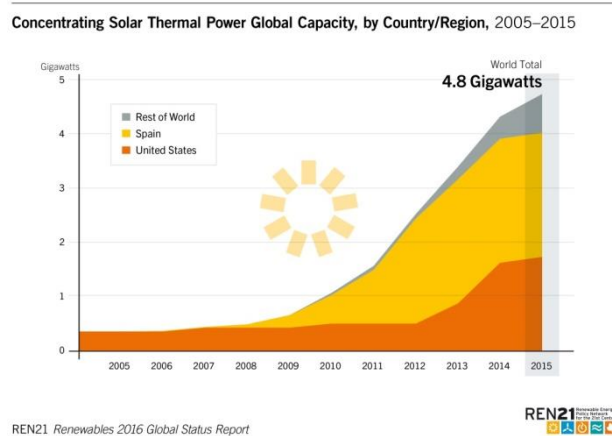


Figura 2.11. Distribución de capacidad instalada en CSP en 2011. Fuente: (Robert Pitz-Paal, 2013) (EASAC, 2016).

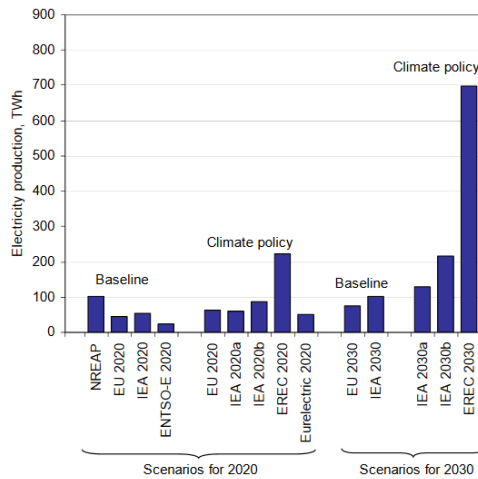


**Figura 2.12. Mapa de distribución de las plantas CSP en el mundo. Fuente: (CSP World, 2015)**



**Figura 2.13. Capacidad instalada en CSP a nivel global, entre 2005 y 2015. Fuente: (Renewables 2016 Global Status Report, 2016)**

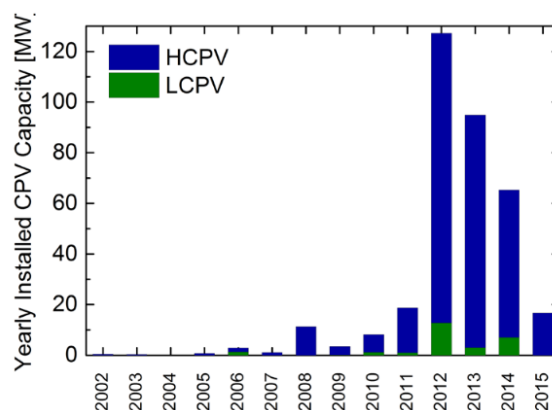
Informes estadísticos de Eurostat (figura 2.14) recogen diferentes escenarios de crecimiento para el sector solar termoeléctrico en Europa para 2020 y 2030. Como puede comprobarse, la disparidad entre unos y otros es enorme. Para 2020, las previsiones más pesimistas auguran 24 TWh de producción anual, mientras que en el extremo opuesto, se aportan cifras de 230 TWh. Las proyecciones para 2030 siguen la misma línea, entre 75 TWh y 700 TWh. Con estas cifras, y teniendo en cuenta las necesidades totales previstas de energía entre 2020 y 2030, se estiman participaciones de la energía solar CSP entre el 21% y 30% para 2020, y hasta un 30% en 2030.



**Figura 2.14. Escenarios de crecimiento de la tecnología CSP en Europa para 2020 y 2030. Fuente: (Kiviluoma, 2011)**

Por último, y aunque la tecnología CPV no es el objetivo prioritario de este informe, se ha querido reseñar con las figuras 2.15 y 2.16 el crecimiento del sector fotovoltaico de concentración (CPV). Es un mercado aún muy incipiente, en fases prematuras de desarrollo. Los mayores índices de crecimiento se dieron entre 2012 y 2014. A pesar de que, de nuevo, España fue la primera nación en apostar por esta tecnología, con las primeras plantas de potencia superior a 1 MWe, ha sido EE.UU., China y Sudáfrica los mayores valedores de la tecnología fotovoltaica de concentración. China entró tarde en el mercado de la energía solar, pero la integración de las energías solares encontró allí muchas facilidades, lo cual explica su rápido crecimiento. Actualmente, supone en torno al 50% de las plantas CPV a nivel mundial. España, por su parte, ocupa actualmente el quinto puesto mundial, y el segundo en Europa, por detrás de Italia.

Por tecnologías, los captadores LCPV han tenido una tímida entrada en el mercado, que se ha visto interrumpida en el último año. Su presencia es casi anecdótica frente a los componentes HCPV.



**Figura 2.15. Crecimiento de la capacidad instalada de CPV. Fuente: Instituto Fraunhofer ISE**

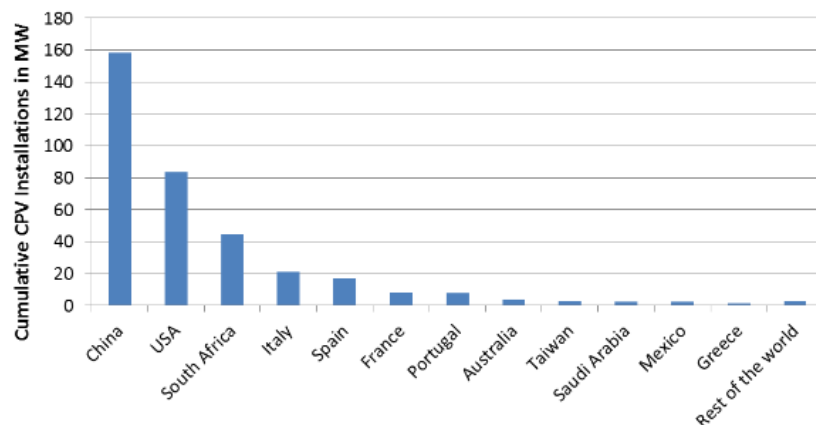


Figura 2.16. Distribución de la energía CPV conectada a la red en 2015. Fuente: (Current Status of Concentrator photovoltaic (CPV) Technology, 2016)

### 3 Componentes de un sistema de concentración.

Tradicionalmente desde su incorporación al mercado de la energía, los sistemas de concentración solar han estado focalizados principalmente en el sector termoeléctrico, con grandes centrales termosolares en localizaciones con climas de alta radiación media anual y semidesérticos. A mediados de la década de los 2000, organismos e instituciones como la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y SolarPACES llevaron a cabo proyectos o “tareas” encaminados a impulsar la evolución de las tecnologías solares de baja y media concentración para su posible apertura a nuevos mercados, habida cuenta que el sector industrial supone un porcentaje importante, en torno al 30-35%, del consumo total de energía en los países desarrollados, de lo cual la mayor parte de estas necesidades son en forma de calor de proceso por encima del consumo de electricidad. Esto ha aumentado la conciencia acerca de las aplicaciones y posibilidades de la ingeniería solar de concentración, siendo actualmente un sector de peso significativo y en continuo auge en Europa, no solo en generación termoeléctrica, sino en multitud de procesos en la industria que requieren altas aportaciones de calor a temperatura media.

El interés suscitado en la industria ha conseguido el apoyo y colaboración activa de las compañías privadas del sector en los planes de investigación lanzados por los gobiernos en Europa y EE.UU. en la última década, lo cual se ha traducido en importantes avances a nivel tecnológico, en términos de eficiencia, reducción de costes y aumento de capacidad instalada. Se ha conseguido así el asentamiento de algunas tecnologías solares de concentración con altos niveles de madurez dentro del mix energético, y la proliferación de otras nuevas orientadas a la conquista de nichos de mercado no explotados con anterioridad por tecnologías CSP.

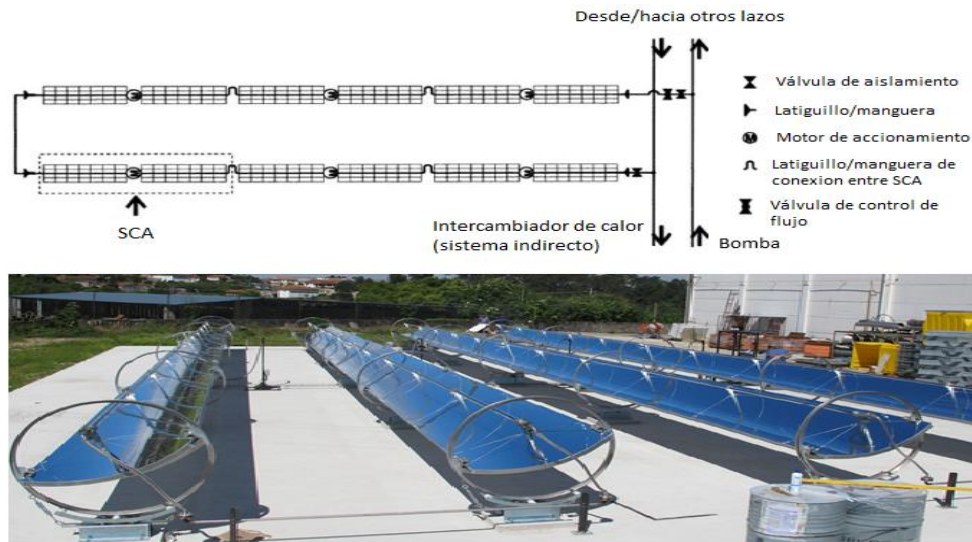
La expansión del mercado de la energía solar ha llevado en los últimos tiempos a una creciente segmentación del mismo, con una amplia diversidad de tipos de instalaciones solares, aunque a menudo con competencias fuertes entre diferentes tipos de tecnologías por el solapamiento de sus mercados objetivo. Éste es el caso, por ejemplo, de la tecnología fotovoltaica frente a

captadores solares térmicos sin concentración o de baja concentración en pequeñas instalaciones para la generación de calor a baja temperatura en aplicaciones de uso doméstico y urbano, o el caso de la generación de potencia eléctrica a gran escala, con una frenética carrera en tecnologías termosolares de alta concentración por alcanzar reducciones de costes significativos que permitan su equiparación en competitividad a tecnologías dominantes en el mercado, más baratas, como la ya mencionada fotovoltaica, la hidroeléctrica o la eólica. Con este punto de partida, este capítulo trata de presentar de forma general la estructura y configuración de las plantas solares de concentración, sus componentes y las tecnologías de concentración solar disponibles actualmente en el mercado, tanto de aquellas ya implantadas en el mercado como de otras actualmente en fases más incipientes de su explotación comercial. Con esta estructuración del mercado como base, se focaliza en capítulos venideros en aquellos concentradores solares que son objeto de este proyecto.

### **3.1 Instalaciones solares de concentración.**

Las instalaciones termosolares, independientemente de su tamaño y tecnología aplicada, están compuestas por diferentes elementos agrupados en distintos bloques, cada uno cumpliendo su propio cometido para el aprovechamiento de la energía solar disponible. Hoy en día, la configuración más habitual de una instalación termosolar es la denominada como sistema indirecto. Éste divide la instalación en dos partes, principalmente: el circuito primario y el secundario. Un intercambiador de calor instalado en el segundo permite al ciclo Rankine de baja temperatura instalado en el circuito secundario generar vapor de agua para extraer potencia mecánica al inyectarlo en una turbina.

El circuito primario se corresponde con el campo solar, con los módulos solares dispuestos en filas y organizados en lazos. Un lazo es un grupo de módulos dispuestos en serie en el que el fluido térmico entra a temperatura similar a la del ambiente y se calienta de forma progresiva a su paso por los receptores de cada uno de los módulos que integran el lazo, saliendo del mismo a la temperatura de operación requerida en la aplicación solar en cuestión. Los lazos conectan en su entrada con los sistemas de tuberías de distribución de baja presión y a su salida con la tubería de distribución a alta presión y temperatura, por lo que en el campo solar habitualmente los lazos se conectan en paralelo. La cantidad de lazos que integran una instalación solar depende fundamentalmente del dimensionamiento de la instalación, o dicho de otro modo, de la capacidad instalada o potencia de diseño de la instalación. Sin embargo, existen otros factores de peso, como la presencia o no de sistemas de almacenamiento térmico, y parámetros técnicos como los rendimientos ópticos y térmicos de los módulos, y las pérdidas térmicas en los sistemas de distribución del campo solar. En caso de acople de un intercambiador de calor a la salida del campo de colectores, y de una turbina para el aprovechamiento del vapor generado en la producción de potencia en un ciclo Rankine, la determinación del conjunto de lazos de la instalación se verá igualmente influenciada por el rendimiento energético de estos dos dispositivos.

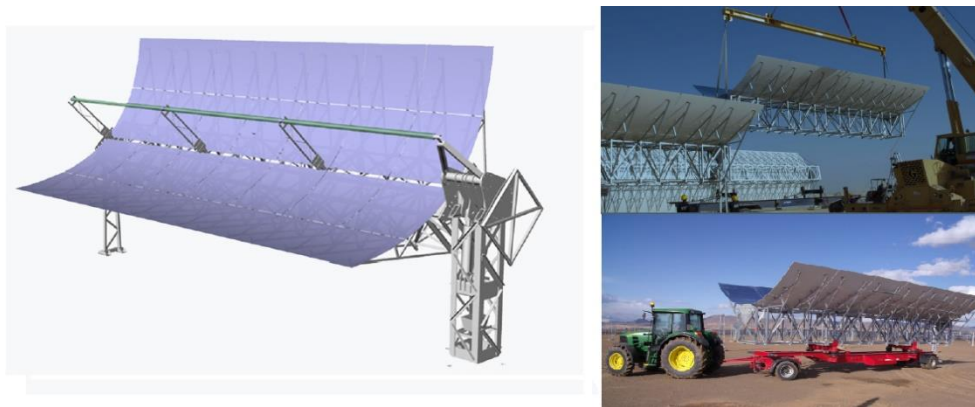


**Figura 3.1. Esquema de un lazo de 2 filas unidas por conexiones rígidas. Ejemplo de campo solar CCP con esta disposición destinada a precalentamiento de agua para procesos de limpieza en fábrica de utensilios de cocina en Portugal. Fuente: DLR, proyecto ENERMENA (DLR, 2015) (Google imágenes)**

Por cuestiones de limitaciones tanto en la superficie de terreno disponible, geometría del campo solar, minimización de costes y maximización de la eficiencia de la disposición de colectores en el campo solar como sobre todo la limitación impuesta por el motor de accionamiento de los grupos de concentradores solares en serie, un lazo suele estar compuesto habitualmente por varias filas, y/o SCA. Las conexiones entre filas son rígidas, puesto que no están sometidas a movimiento relativo respecto de éstas. Éste detalle es importante, ya que en el caso de existir desplazamiento, como ocurre en las conexiones en los extremos de cada SCA, es necesario adoptar una solución que permita que la tubería haga el juego del giro del concentrador solar en su seguimiento de la posición solar. Dichas soluciones, su incidencia según la arquitectura del concentrador y las diferencias en los tratamientos en las conexiones, semirrígidas o totalmente flexibles, características en los mercados de pequeña escala respecto del mercado de gran escala se verán más adelante.

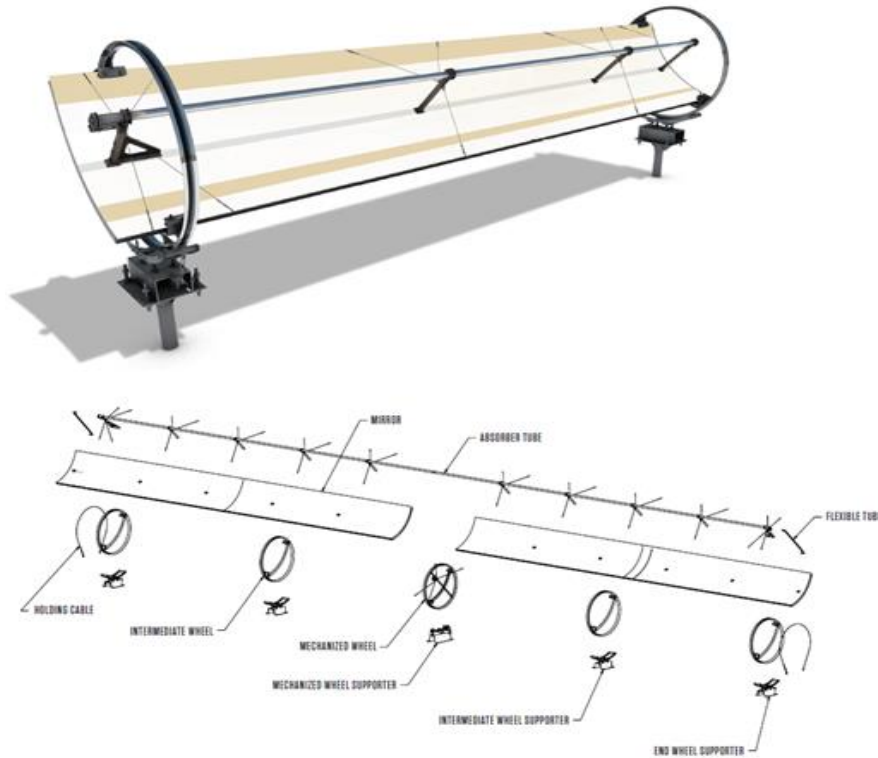
Un “conjunto de colector solar” o “colector solar”, más conocido por las siglas SCA derivadas de su denominación en inglés, es la agrupación mínima indivisible de módulos en serie que componen un lazo en un campo solar, al girar todos solidariamente dependiendo todos del mismo motor de accionamiento. Junto al motor, ya sea hidráulico o eléctrico, los módulos integrantes de SCA comparten el mismo sistema de accionamiento y la misma unidad de control. El accionamiento suele ser predominantemente mecánico en colectores con estructuras de bajo peso que no ofrecen gran resistencia al viento, como es el caso de los concentradores lineales Fresnel y los módulos de espejos fijos (FMSC), y en pequeña escala en concentradores donde el peso del estructura y las cargas dinámicas producidas por el viento son realmente un problema, como los CCP. En gran escala, especialmente en CCP, es más común actuadores de cilindros neumáticos y sobre todo hidráulicos de simple o doble efecto de gran potencia, normalmente integrados dentro de pilares de soporte situados en una posición intermedia del SCA, y rara vez en los extremos, para reducir el par de torsión. La integración de los brazos de accionamiento les identifica como “drive pylon”, o pilares de accionamiento, distinguiéndolos así del resto de pilares de soporte intermedios y extremos.

El módulo solar, que en muchas ocasiones también se le denomina colector solar, representa la unidad de concentrador solar a través de la cual circula el fluido térmico o fluido de trabajo. Independientemente del tipo de tecnología de concentración solar del que se trate, el módulo solar consta de una serie de componentes básicos, como son un panel o contorno concentrador, formado por espejos o lentes según el principio físico en el que se basen sea la reflexión o la refracción; un receptor absorbente, focal o lineal, de la radiación solar; un sistema de accionamiento, ya introducido en el párrafo anterior, y un sistema de control, local o remoto, basado en sensores solares, en algoritmos astronómicos a través de software, o en el caso de algunos modelos más sofisticados, basados en sistemas híbridos que combinan el control a tiempo real de los sensores con la predicción dada por las coordenadas astronómicas. La tecnología de sensores solares utilizados consta de sensores de radiación solar global y directa. Sin embargo en sustitución o en combinación con éstos empieza a ser frecuente, especialmente en concentradores solares de bajo coste, encontrarse con sensores de posición e inclinómetros.



**Figura 3.2. Recreación, transporte mediante tractor y carro, e instalación mediante grúa de un módulo Eurotrough en central Kuraymat para ISCC y en Andasol III. Fuente: (SBP, 2015), (NREL, 2016).**

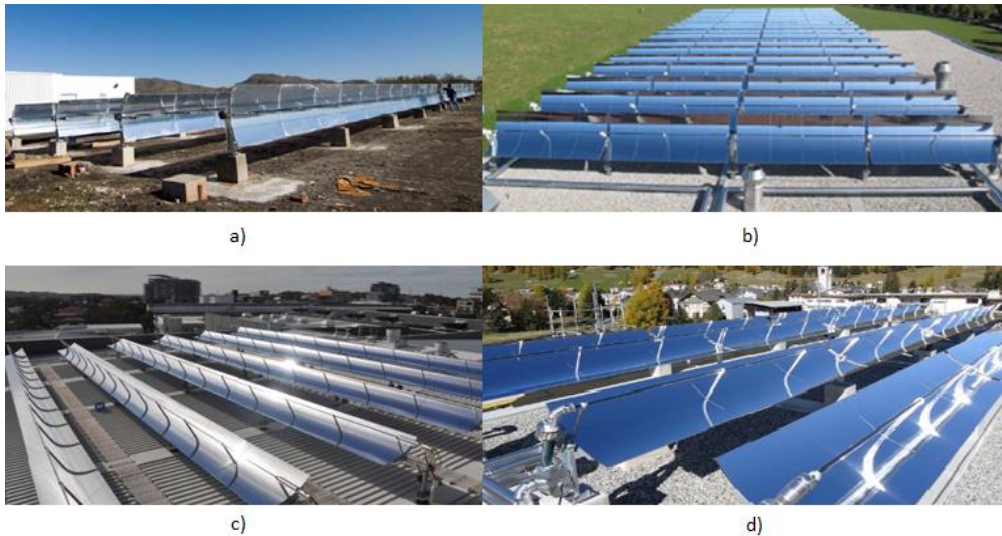




**Figura 3.3. Módulo Rackam S10 o Icarus Heat 10, y despiece de un conjunto SCA modelo Rackam S10. Fuente: (Rackam).**

A lo largo de la última década venimos asistiendo a una clara tendencia ascendente en el número de módulos, así como de la longitud, del conjunto SCA, y de manera singular en centrales a gran escala. En tecnología de concentración cilindro-parabólica, donde existe un elevado nivel de estandarización en este aspecto, al igual que en muchos otros, el número de módulos de un SCA a principios de los 2000 se situaba en 8, con longitudes en torno a 100 m, para en años siguientes dar en muchos casos el salto a 10 ó 12 módulos en serie y longitudes de 150-200 m por cada SCA. En el mercado de pequeña escala, por el contrario, no existe semejante nivel de estandarización, y factores como la escasez de superficie de terreno, simplicidad del diseño de la estructura del concentrador solar y los requerimientos y características específicos de cada instalación y aplicación industrial a la que van dirigidos determinan en cada caso el número de módulos de un SCA, con lo que en este caso el abanico de posibilidades es más amplio, si bien es cierto que, como norma general, los SCA pequeña y mediana escala suelen contar con menor cantidad de módulos, y con longitudes claramente inferiores, a sus análogos en el mercado de gran escala (figura 3.4 frente a figura 3.5). Por último, cabe señalar que en otros tipos de concentradores solares, independientemente de la anchura o la superficie de colector, que es lo que define la escala, SCA no tiene límite en la cantidad de módulos o en la longitud total del mismo, llegando a coincidir SCA y el lazo. Entre éstos el mayor exponente son los colectores lineales tipo Fresnel (figura 3.6).





**Figura 3.4. a) Generación de vapor saturado en PSA, filas de 2 conjuntos SCA, 4 módulos cada uno. b) Colector CCP Nep Solar Polytrough en fábrica de quesos en Saignelégier, Suiza. Sistema indirecto, suministro de agua caliente a 130°C. Lazos simples, filas paralelas sólo de ida, tuberías de baja y alta presión en ambos extremos. c) Nep Solar Polytrough 1800 en suministro de vapor de proceso a 170°C y 8 bar, en fábrica de procesamiento de alimentos y centro comercial. d) Conjuntos SCA de 4 módulos Nep Solar Polytrough. Fuente: (PSA) (Nep Solar).**



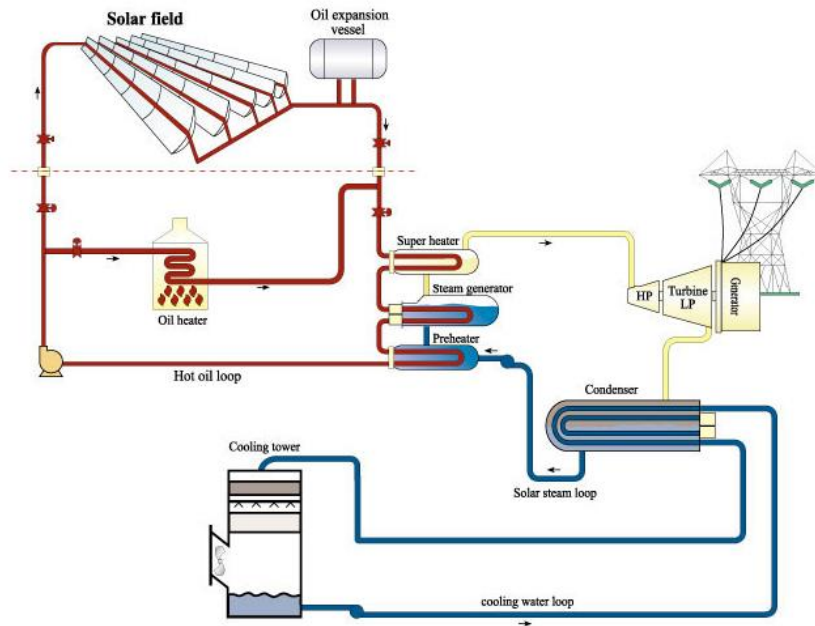
**Figura 3.5. Concentrador Heliostats en SCA de 190 m de longitud. Fuente: Flagsol GmbH. (Heliostats)**



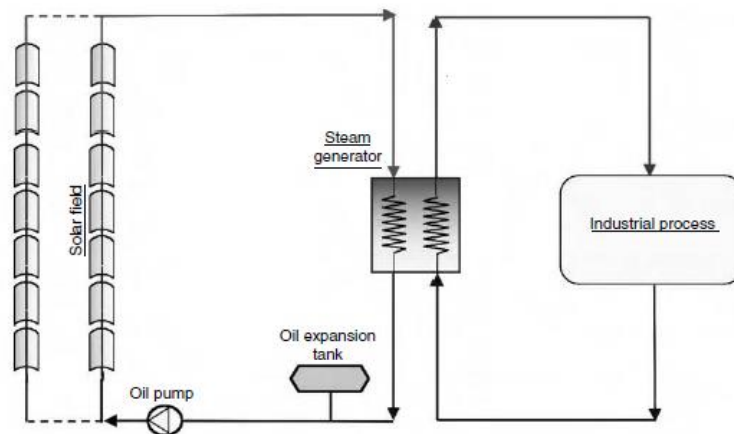
**Figura 3.6. Lazos dispuestos en paralelo en la planta solar térmica Kimberlina, en Bakersfield, California. Fuente: (Areva Solar).**

En grandes centrales el circuito secundario, o bloque de potencia de la instalación, es un ciclo Rankine convencional de baja temperatura, o “ciclo Rankine orgánico”, en el que el fluido orgánico intermedio se corresponde con el fluido térmico utilizado en el campo solar,

tradicionalmente aceites térmicos sintéticos. La siguiente figura muestra los principales elementos que componen el ciclo Rankine: el intercambiador de calor, repartido normalmente en 3 etapas (precalentador, generador de vapor, sobrecalentador de vapor) para maximizar la eficiencia del ciclo; la turbina de vapor, el condensador y las bombas que llevan el agua del circuito secundario de vuelta a su paso por los intercambiadores. La imagen incluye también sistemas auxiliares del bloque de potencia, como la caldera de aporte de calor complementario en caso de nivel de radiación solar insuficiente, el generador eléctrico acoplado a la salida del cuerpo de la turbina de baja presión y la torre de refrigeración, ya sea forzada como en este caso, o de tiro natural. Asimismo, podemos apreciar en el diagrama, separado por una línea discontinua, el campo solar de colectores de media concentración. La figura 3.8, en cambio, enseña una planta termosolar típica de pequeña escala y generación distribuida, con configuración de sistema indirecto y destinado a la generación de calor de proceso en aplicaciones industriales de media temperatura, pudiendo constatar la simplificación respecto de la imagen anterior.



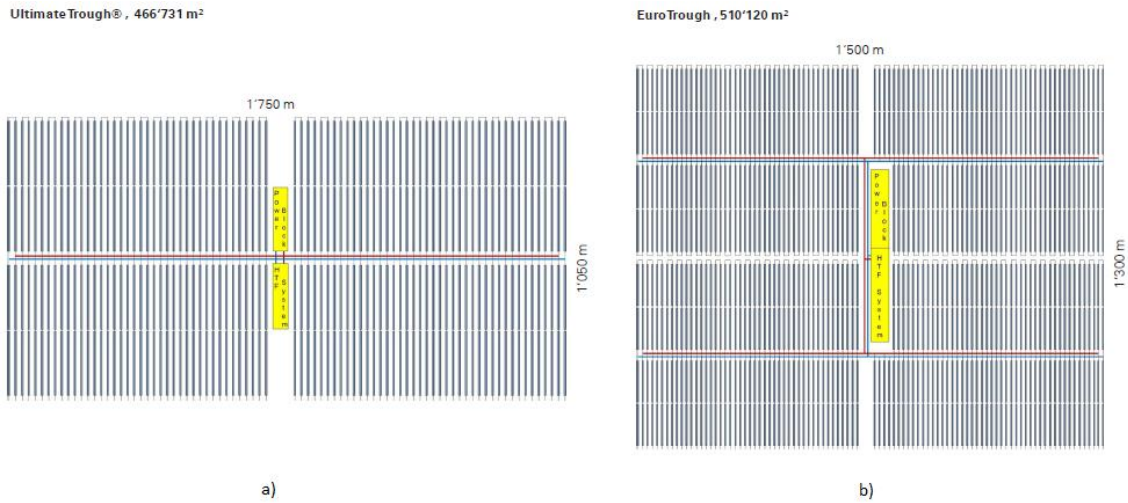
**Figura 3.7. Diagrama de una planta termosolar convencional de gran escala con sistema indirecto y HTF aceite térmico. Ciclo Rankine orgánico. Fuente: (Gear Solar)**



**Figura 3.8. Diagrama de una planta termosolar de pequeña y mediana escala con sistema indirecto para aplicación en procesos industriales. Fuente: (Frank Kreith, 2007).**

La disposición física real de los elementos descritos en las instalaciones termosolares dista de los esquemas mostrados en las figuras anteriores. Así como se busca el ahorro en costes y mayor eficiencia en los componentes de una instalación, el diseño de la distribución del campo solar en el terreno no es una excepción, buscando su optimización en la minimización del volumen de fluido térmico y en la cantidad, complejidad y longitud de las tuberías de distribución, especialmente las de alta temperatura, además de protegerlas del ambiente cubriéndolas de aislante térmico. El diseño de los lazos suele hacerse “en I” y “en H”, alrededor de dos tuberías colectoras centralizadas paralelas de alta y baja temperatura. Por la misma razón se sitúa el bloque de potencia lo más centralizado posible en el campo de colectores. En pequeña escala este aspecto no es tan determinante en el diseño, ya que es muy corriente ver

instalaciones de pequeña escala en ambientes urbanos y semiurbanos caracterizados por la falta de terreno disponible, debiendo ajustarse así a la geometría impuesta por la localización.



**Figura 3.9. a) Diseño del campo solar en I. b) Diseño en H. Emplazamiento centralizado del bloque de potencia. Fuente: (SBP, 2015).**



**Figura 3.10. Instalaciones termosolares micro-CSP con bloque de potencia situado lateralmente. Fuente: (Sopogy, 2015).**

Las limitaciones en la temperatura máxima de operación de los aceites térmicos tradicionales, debido a su rápida degradación por encima de 400 °C, y consecuentemente en el rendimiento energético de la central térmica, han virado la tendencia en la industria de gran escala en los últimos años, para centrar sus esfuerzos en la investigación de las sales fundidas como nuevos fluidos de trabajo, sucesores de los tradicionales, que den un salto cuantitativo importante en lo que a temperaturas máximas de operación se refiere. Se espera comprobar con ello un aumento importante del rendimiento eléctrico global de la instalación, hasta ahora en torno al 18-21% en el mercado de producción de potencia a gran escala, que aumente la competitividad de las tecnologías solares de concentración. Sin embargo, queda camino por recorrer e importantes barreras de entrada por superar para estas nuevas tecnologías. La falta de madurez de las tecnologías basadas en sales fundidas, estando en funcionamiento plantas piloto e instalaciones de demostración, es la principal de estas barreras, frente a los aceites térmicos, totalmente contrastados a lo largo de las últimas décadas en plantas como SEGS en California, e implantados comercialmente. El mayor coste de las sales fundidas y complejidad técnica de los componentes de los sistemas basados en las mismas, además de la necesidad de perfeccionamiento de los actuales sistemas de almacenamiento son otros de los inconvenientes a superar. Además, la penetración de las sales fundidas como fluido térmico en sistemas de pequeño tamaño es técnicamente improbable e incluso carece de sentido, ya que estos sistemas se reservan actualmente para aplicaciones preferentemente de ámbito

industrial de media temperatura a menudo por debajo del punto de solidificación de las sales fundidas (220 °C), entre 100 y 250 °C.

El uso de sales fundidas como HTF presenta importantes ventajas respecto a las instalaciones tradicionales con aceite térmico como HTF y sistemas de almacenamiento térmico de tanques de sales fundidas. Así, podría decirse que a nivel de resultados se consigue una mejora de las prestaciones de la instalación a través del desplazamiento del punto de operación hacia temperaturas superiores, de manera que al acoplar la turbina de vapor del bloque de potencia, ésta incrementa su rendimiento. La supresión de los tanques suplementarios del sistema de almacenamiento térmico por otros equivalentes a nivel energético, más pequeños debido al incremento de temperatura de las sales, permite ahorros en el coste por el decremento de volumen de fluido térmico necesario para almacenar la energía. Por otro lado, la sustitución de los aceites por las sales supone en términos de diseño una simplificación, ya que admite los sistemas de almacenamiento directos, es decir, posibilita la supresión del intercambiador de calor impuesto anteriormente entre el aceite del circuito primario y los tanques del sistema de almacenamiento. Además, las sales fundidas evitan los riesgos inducidos al medio ambiente propios de las fugas de los aceites sintéticos tradicionales.

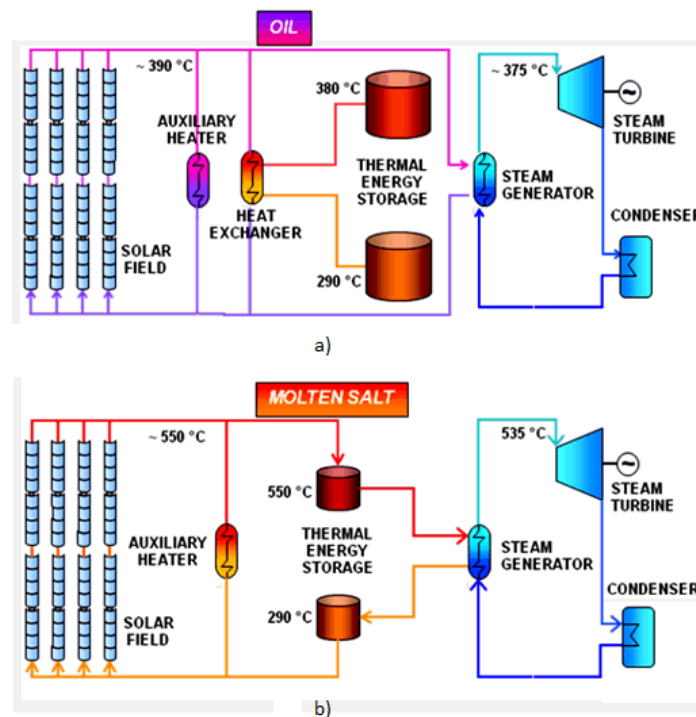
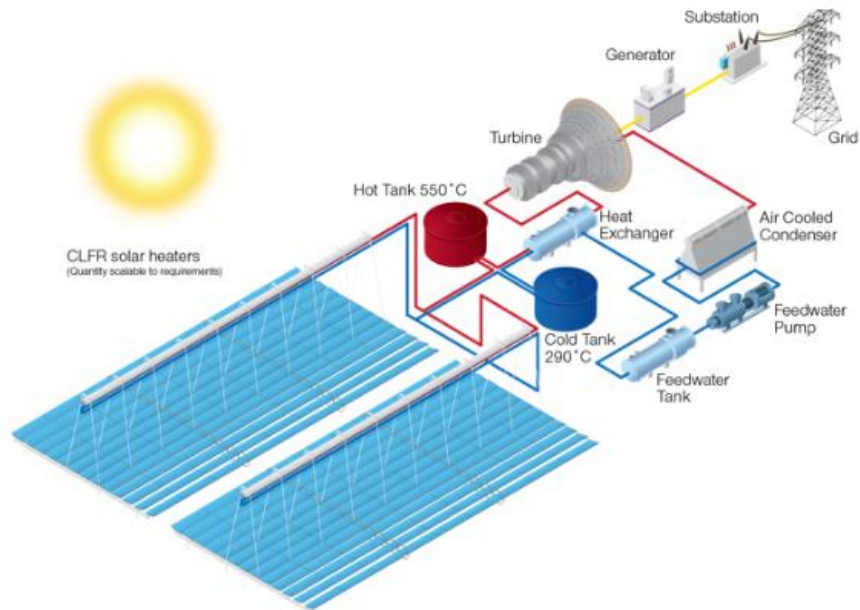


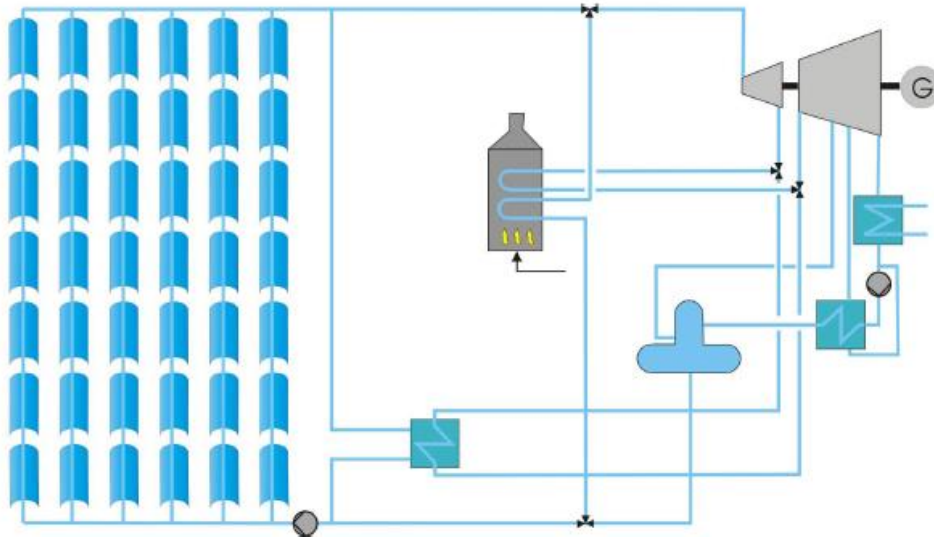
Figura 3.11. a) Diseño de una central termosolar CCP convencional con HTF aceite térmico y sistema de almacenamiento en sales fundidas. b) Diseño de una central termosolar CCP con HTF sales fundidas. Fuente: (Archimede).



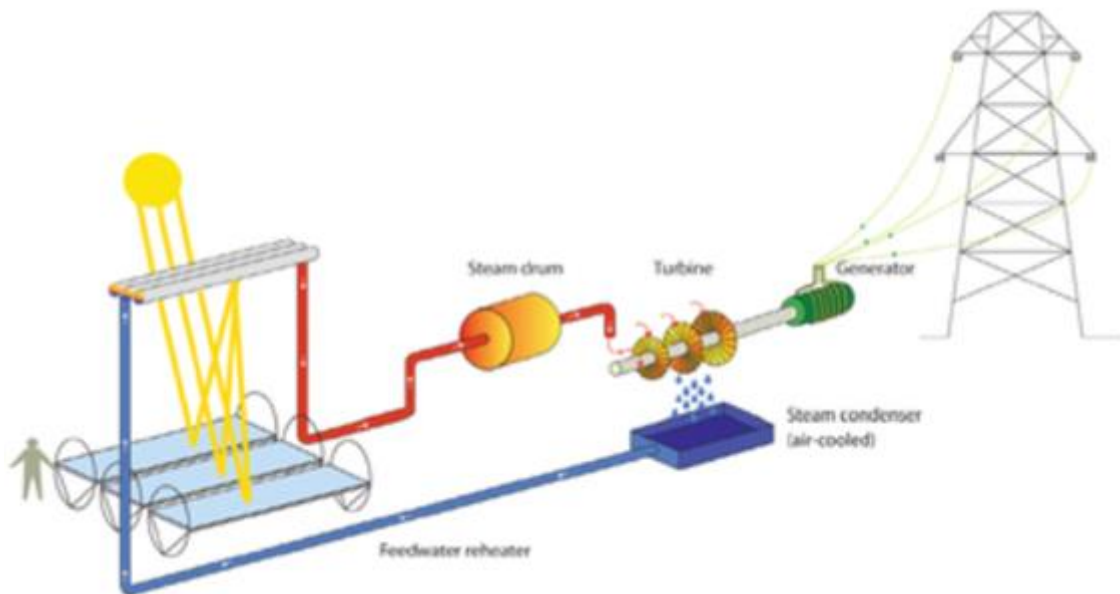


**Figura 3.12. Central termosolar Fresnel con HTF sales fundidas y sistema de almacenamiento directo.**  
**Fuente: (Areva Solar).**

Durante la década de los 2000, más recientemente aún si cabe que las sales, encontramos otro impulso en la industria orientado a resolver o esquivar las problemáticas impuestas por los sistemas tradicionales de media concentración basados en CCP y Fresnel, mediante los sistemas de producción directa de vapor, comúnmente conocidos como DSG por sus siglas en inglés. El planteamiento de los sistemas DSG reside en sustituir los aceites térmicos por agua presurizada para su transformación en vapor saturado o sobrecalentado directamente en el campo solar. La principal ventaja de estos sistemas es la eliminación de la separación entre circuito primario y secundario típica de las plantas termosolares con aceites o sales fundidas como fluidos térmicos. Es decir, la coincidencia del fluido de trabajo con el fluido de aplicación permite la supresión del intercambiador de calor entre el campo solar y el bloque de potencia. Hasta ahora este tipo de instalaciones, que poseen otras ventajas, pero también inconvenientes, como las altas presiones que alcanza el fluido de trabajo, y la dificultad de manejo y control del funcionamiento del sistema, se encuentran aún en fases muy tempranas de su desarrollo comercial. De hecho, asociados a concentradores cilindro-parabólicos solo se tiene constancia de proyectos experimentales para generación de vapor saturado, como el denominado DISS (Direct Solar Steam) de la Comisión Europea llevado a cabo en la Plataforma Solar de Almería. Sin embargo, aun siendo CCP una tecnología mucho más madura que los concentradores solares Fresnel, es en éstos donde los sistemas DSG están encontrando mayor acogida. Así, encontramos un puñado de empresas, en Europa y EE.UU. principalmente, algunas de ellas de muy reciente creación, que vienen implementando a lo largo de los últimos 3-5 años sistemas DSG en sus modelos comerciales Fresnel de medio y gran tamaño.



**Figura 3.13. Diagrama de una central termosolar con CCP y generación directa de vapor. Fuente: (Feldhoff, 2012)**



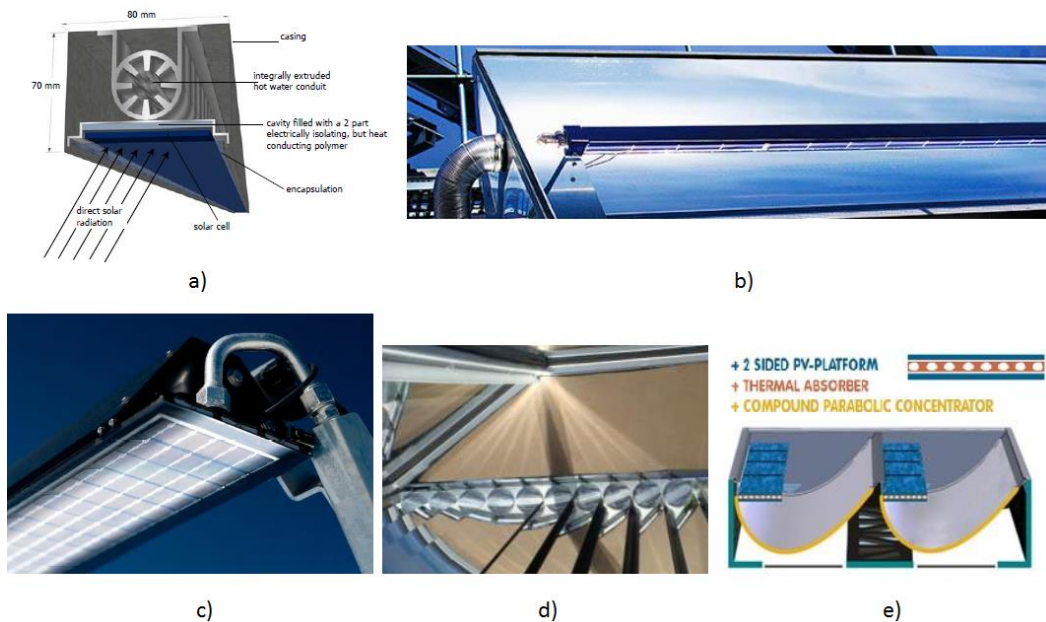
**Figura 3.14. Diagrama de una instalación de concentradores Fresnel con sistema DSG. Fuente: (Areva Solar)**

La evolución de las necesidades del mercado y la motivación suscitada por proyectos como las tareas del programa calefacción y refrigeración solar de la Agencia Internacional de la Energía (IEA SHC), ya mencionados en este informe, está abriendo posibilidades a nuevos tipos de instalaciones donde las tecnologías fotovoltaica y solar térmica, tradicionalmente competidoras entre sí, se combinan para aprovechar las ventajas de una y otra. En este tipo de plantas, llamadas híbridas, PVT o PV/T, los campos solares están formados por filas de concentradores de pequeño tamaño y concentración baja, normalmente de arquitectura tipo Fresnel, CCP o CCP segmentado que montan receptores híbridos lineales compuestos por células fotovoltaicas de silicio monocristalino dispuestos en su superficie frontal acompañados por tubos absorbentes sin recubrimiento selectivo en su parte trasera (ver figuras 31.5 y 3.16).

Estas instalaciones aprovechan los altos ratios de rendimiento y bajo coste de la energía eléctrica producida por las células fotovoltaicas de nueva generación y el aprovechamiento del calor residual por los receptores térmicos traseros, que además solucionan así el factor crítico de la refrigeración y protección del sobrecalentamiento de las células. La inclusión de tecnologías de concentración permite contrarrestar los elevados ratios de ocupación de superficie por cantidad de energía producida típicos de instalaciones fotovoltaicas.



**Figura 3.15. Tubos receptores híbridos con células fotovoltaicas de Si monocristalino con sistemas de concentración secundarios acoplados en el interior del tubo (espejos laterales o lentes frontales). Fuente: (SunOyster, 2016).**

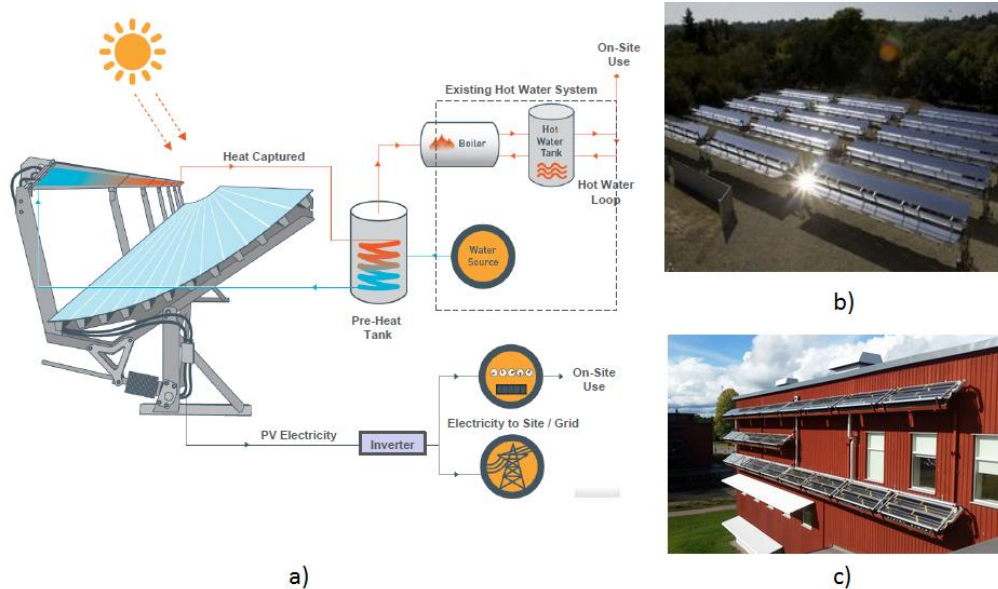


**Figura 3.16. Tipos de receptores híbridos combinados con diferentes tecnologías de concentración (CCP, CCP segmentado, Fresnel, CPC). a) Colector CHAPS. b) Absolicon X10PVT c) Cogenra T14. d) Chromasun. e) Solarus CPC. Fuente: (ANU, 2015), (Absolicon, 2015), (Cogenra, 2015), (Chromasun, 2015), (Google imágenes).**

Los sistemas híbridos están en fases muy prematuras de su ciclo comercial, tan sólo existe un número reducido de pequeñas empresas en el mercado, y los efectos de la crisis, con evidente falta de fuentes financiación y liquidez, prohíbe la expansión de este nicho de mercado y provoca la desaparición, caso por ejemplo de Heliodynamics o Menova Engineering Inc., o la vuelta hacia modelos de negocio de estos fabricantes hacia mercados con menor tasa de riesgo, caso de Cogenra. Además, dentro de la ingeniería solar térmica estas instalaciones se ven reducidas a aplicaciones de hasta 140-150°C, limitados por la temperatura máxima que



soportan las células fotovoltaicas. No obstante, SunOyster Systems ha desarrollado un sistema híbrido tecnológicamente avanzado, aislado y evacuado, con el que asegura poder alcanzar temperaturas de hasta 200 °C en el interior del tubo absorbente térmico. Las aplicaciones más frecuentes de este tipo de instalaciones hasta el momento se encuentran en la generación de electricidad y calor de forma distribuida para usos domésticos e integrados en grandes edificios públicos, generalmente para ACS, calefacción y climatización.



**Figura 3.17. a) Esquema típico de una central PVT de pequeña escala. b) Campo solar de colectores CCP segmentados Cogenra T14. c) Integración en edificios de módulos híbridos Solarus. Fuente: (Cogenra, 2015) (Google imágenes)**

### 3.2 Tecnologías de concentración solar en el mercado. Ventajas frente a sistemas sin concentración.

Los sistemas de aprovechamiento de la energía solar pueden dividirse en dos grandes grupos; los sistemas fotovoltaicos y los sistemas termodinámicos. De éstos últimos, el espectro de los que se van a presentar en este capítulo queda reducido a aquellos concentradores de media y alta concentración, especialmente los dedicados a aplicaciones industriales de media temperatura  $T \in [100 \text{ °C}, 300 \text{ °C}]$ , ya que éstos son el propósito de este informe, dejando fuera aquellos sistemas de baja concentración y captadores solares típicos de aplicaciones de baja temperatura ( $T < 120 \text{ °C}$ ), caso de los paneles solares, captadores de tubos de vacío, concentradores CPC y tipo V o los estanques solares. Y es que la concentración de la radiación solar otorga una serie de prestaciones imposibles de alcanzar en los colectores sin concentración. Las temperaturas de operación máximas con rendimientos térmicos altos se incrementan, llegando a ser actualmente de hasta 500 °C en sistemas de media concentración (CCP, Fresnel) e incluso superiores a los 800 °C en sistemas de alta concentración (disco parabólico y torre solar), lo que les abre la puerta a multitud de aplicaciones en la industria que los captadores solares no pueden atender. Además, las elevadas temperaturas de operación brindan a los sistemas CSP mayores posibilidades de hibridación e integración con

otros sistemas de producción de potencia, como la biomasa o los sistemas basados en fuentes de energías convencionales.

Los concentradores solares alcanzan rendimientos energéticos superiores a los captadores planos, siendo la diferencia mayor a medida que la temperatura de operación aumenta. Esto se debe por un lado a la reducción del área de captación del receptor, con lo que se reduce el área desde el que se emite calor al ambiente, y por otro, a la inclusión de sistemas de aislamiento térmico, como la aplicación de recubrimientos selectivos sobre la superficie de captación del receptor, vacío alrededor del mismo y cubiertas de vidrio bajo en  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  que minimizan extraordinariamente la emisión y pérdidas térmicas al ambiente.

Por otro lado, los sistemas concentradores pueden cambiar la posición de sus espejos, desenfocando la radiación solar incidente sobre el receptor como medida de protección ante sobrecalentamientos excesivos. De la misma forma, estos sistemas ofrecen la posibilidad de girar los espejos hacia “posiciones seguras”, protegiendo los mismos y el receptor ante impactos y condiciones climatológicas adversas, como por ejemplo impactos por granizo.

La desventaja en lo que a eficiencia se refiere y la arquitectura plana por parte de los colectores sin concentración les condena superficies de captación superiores a lo necesario para un sistema CSP de producción de potencia equivalente, si bien es cierto que el porcentaje de ocupación del terreno disponible es reducido en sistemas CSP, debido a los efectos de sombra entre filas consecutivas, lo cual compensa en parte este aspecto. La ocupación de terreno es un factor que se vuelve especialmente relevante cuando la instalación solar está situada en localizaciones donde el precio del suelo es elevado, como en emplazamientos urbanos o semiurbanos. Además, menores superficies de captación implican menores necesidades de material, lo cual contribuye a disminuir el coste.

En contraposición a las muchas ventajas que ofrecen las tecnologías de concentración solar, estos sistemas presentan algunos inconvenientes. La principal de todas ellas es que los sistemas de concentración solar, excepto algún sistema de muy baja concentración, como los colectores CPC, solo aprovechan la radiación solar directa, necesitando estar constantemente alineados con los rayos solares incidentes, por lo cual necesitan de caros sistemas de seguimiento y accionamiento que los posicionen convenientemente. Además, en general este tipo de sistemas deben incorporar estructuras reforzadas más complejas y pesadas que los sistemas sin concentración, con elevados índices de rigidez torsional para soportar las cargas dinámicas a las que están expuestos los espejos por la acción del viento.

La mayor complejidad en el diseño, construcción e instalación de los sistemas de concentración produce sobrecostes relevantes por  $\text{m}^2$  de área de apertura respecto a los sistemas sin concentración. Al igual que ocurre con la estructura de soporte del colector, los receptores absorbentes de los sistemas con concentración son más caros que los análogos en captadores solares, debido a sus procesos de fabricación específicos y al de los recubrimientos selectivos que incorporan para poder cumplir con los requisitos de altas temperaturas de operación y eficiencias que se les presuponen. Además, los sistemas de concentración deben incluir infraestructuras que soporten las elevadas presiones que alcanza el fluido térmico y sistemas de acumulación de calor mucho más complejos tecnológicamente, y por supuesto más caros, que los respectivos en captadores planos de baja temperatura.

Se confía en poder mantener en los próximos años una tendencia favorable que haga disminuir los precios de los sistemas CSP, aumentando la competitividad y viabilidad comercial de los mismos. Hasta hace muy poco, los sistemas de media concentración que pasaban por ser los más económicos eran los sistemas CCP, debido a la madurez de esta tecnología, y a los grandes esfuerzos que durante décadas ha dedicado la industria en el desarrollo de estos sistemas. Actualmente son los concentradores Fresnel los que poseen menor coste por  $m^2$ , además de protagonizar, junto con la tecnología de torre solar, las mayores expectativas de reducción de costes en el futuro a medio plazo.

Otras desventajas a tener en cuenta de los sistemas de concentración solar se encuentran en la limpieza, el mantenimiento, y su integración arquitectónica. La dificultad en la accesibilidad a los espejos y el deterioro y pérdida de propiedades ópticas de los mismos ante niveles de ensuciamiento altos dificultan los sistemas de limpieza, y obliga a mantener una periodicidad mayor de los mismos. Además, factores como la búsqueda del alineamiento con la posición solar, o de desenfoque ante la posibilidad de sobrecalentamiento por baja demanda energética o exposición a irradiancia excesiva, las altas presiones y temperaturas de funcionamiento, dificultades en el seguimiento por periodos de ausencia de radiación solar directa o la necesidad de giro de los espejos a posiciones “seguras” como protección antes condiciones climatológicas adversas complican el control del funcionamiento de las plantas solares de concentración, estando sujetas a mantenimientos más exhaustivos y regulares que los sistemas sin concentración y siendo gobernadas por dispositivos de control programable local o remotos centralizados, basados en software y/o sensores solares y de posición, lineales o angulares. Por otra parte, la arquitectura y peso de las estructuras de soporte de los sistemas de concentración hacen en ocasiones improbable la integración del campo solar en edificios.

Los sistemas termosolares admiten una amplia variedad de métodos de clasificación, en base a sus características:

- Sistema de concentración, tipo de foco o sistema de seguimiento: lineal (1 eje)/puntual (2 ejes)
- Estacionarios/seguidores del Sol
- Receptor estacionario/móvil
- Temperatura de operación: baja/media/alta
- Factor de concentración: sin concentración/baja, media o alta concentración
  - Factor de concentración  $C$
  - Factor de concentración geométrico  $C_g$
  - Factor de concentración óptico  $C_o$
- Principio físico de concentración: reflexión/refracción
- Formadores de imágenes/no formadores de imágenes

Antes de presentar las tecnologías de concentración solar actualmente en el mercado, para lo cual se ha optado por hacerlo en función de sus temperaturas de aplicación media o alta, conviene aclarar algunos aspectos. En concentradores con sistemas de seguimiento un receptor móvil es aquel que rota solidario con los espejos alrededor del eje de giro del colector cuando éstos siguen la posición del Sol, mientras que en los sistemas de receptor estacionario

éste se encuentra situado en el foco, de tal manera que se mantiene estático mientras los espejos rotan en torno a él.

El factor de concentración es un parámetro que da información acerca de la intensidad de la energía que alcanza la superficie de captación del receptor. El apartado 4.2 aporta información más detallada referente a su definición y los tipos de factores de concentración, según el método de medición llevado a cabo. Entre estos métodos, se ha determinado utilizar el factor de concentración geométrico ( $C_g$ ) como el más propicio para expresar los resultados obtenidos en los concentradores solares estudiados. En primer lugar, porque los valores de este parámetro son precisas y muy similares a las mediciones reales de la concentración de la radiación obtenidas en los modelos comerciales estudiados en funcionamiento. En segundo lugar, hay casos de fabricantes que se han mostrado reacios a ceder información relacionada con la concentración que son capaces de alcanzar sus módulos, u otros que aportan un valor de concentración sin especificar a qué método de concentración está referido, es decir, si corresponde a una relación de áreas o a un ratio entre radiación absorbida y radiación solar existente. En cambio, con mucha más frecuencia se tiene acceso a las anchuras de apertura netas tanto del receptor como del contorno concentrador, o bien a la relación entre ambas anchuras, con lo que resulta sencillo obtener  $C_g$ .

Por otro lado, los sistemas no formadores de imágenes o (*non-imaging optics*) típicos en sistemas de baja concentración bajos como los concentradores parabólicos compuestos (CPC), tienen procesos ópticos de concentración de la radiación indirectos, sea ésta reflejada o refractada, con reflexiones o refracciones sucesivas antes de alcanzar el receptor absorbente. Se caracterizan porque no reproducen la imagen de la fuente luminosa de la que procede la radiación y por poseer amplios ángulos de aceptación, lo que les permite en unos casos un seguimiento ocasional (para  $C_o \leq 10$ ), y en otros de muy baja concentración ( $C_o \leq 4$ ) incluso no necesitar sistemas de rastreo solar. Además, el flujo de radiación que proporcionan sobre el receptor es mucho más uniforme que los sistemas formadores de imágenes. Por todo ello, estos sistemas son más simples, económicos y sencillos de mantener en comparación a los sistemas de media concentración. Los sistemas no formadores de imágenes son capaces de alcanzar altas concentraciones con ángulos de aceptación superiores a los de otros sistemas, pero para ello necesitan también de sistemas de seguimiento solar. Un ejemplo de estos sistemas son los concentradores de lentes Fresnel con ópticas secundarias por reflexión o refracción.

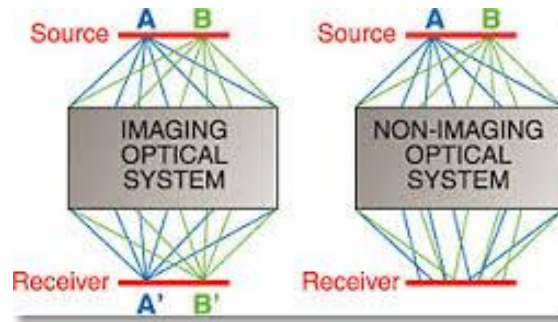
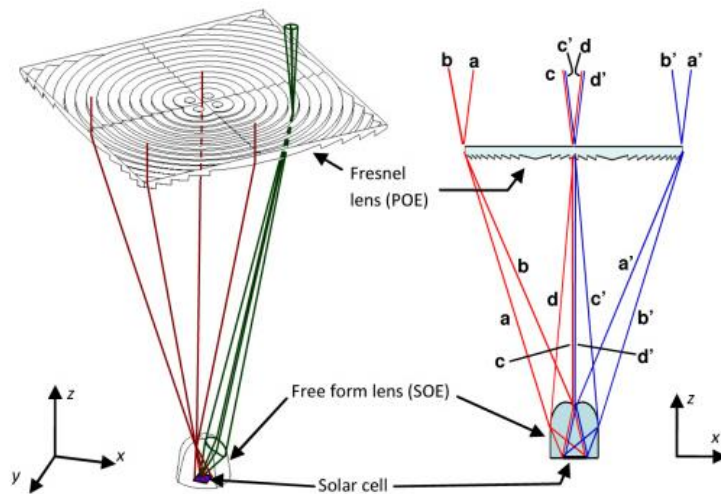


Figura 3.18. Diagrama representativo de sistemas formadores y no formadores de imágenes. Fuente: (Pelka, 2015)



Figura 3.19. Ilustración de un sistema no formador de imágenes de tubos Sydney (tubo de vacío con espejo CPC) e instalación de paneles de tubos Sydney con placa aislante acristalada. Fuente: (SOLARFOCUS, 2015)



**Figura 3.20. Diagrama de un concentrador de lentes Fresnel fotovoltaico no formador de imágenes.**  
**Fuente: (Google imágenes)**

La siguiente tabla resume los tipos de colectores solares térmicos de concentración, de los cuales sólo se tratarán en este capítulo aquellos que operan a media y alta temperatura:

**Tabla 3.1. Sistemas solares de concentración según su temperatura de aplicación**

Temperatura de aplicación	Rango de temperaturas (°C)	Concentrador solar
Baja	≤120	Paneles solares CPC Tubos de vacío Tipo V y tipo U
Media	100-300	CCP Fresnel Lentes Fresnel FMSC
	250-500	CCP Fresnel
Alta	500-800	Torre solar Disco parabólico

### 3.2.1 Temperaturas medias.

En ingeniería termosolar, tradicionalmente se conoce como media temperatura a aquellas comprendidas entre los 100 °C y los 400 °C. Todos los colectores solares englobados en este grupo tienen como elemento en común el hecho de ser lineales, es decir, concentran la radiación solar en torno a un eje, transfiriendo energía al fluido térmico a medida que éste circula por el interior del receptor lineal. Otra manera de afirmar esto es que son sistemas de media concentración, que al fin y a la postre es lo que determina la energía absorbida por el receptor y, por tanto, las temperaturas alcanzadas. Como se detallará más adelante, existen diferencias en los ratios de concentración entre las distintas tecnologías disponibles.

Con el renacer de las tecnologías de concentración solar para la producción de potencia eléctrica en centrales solares térmicas como alternativa a las fuentes de energía

convencionales, y apoyadas en las plantas piloto SEGS en el desierto de Mojave, California, a lo largo de las últimas décadas este sector ha estado liderado principalmente por concentradores solares de gran tamaño, principalmente con arquitectura tipo cilindro-parabólica (CCP), aunque posteriormente también con concentradores solares tipo Fresnel. Auspiciados por una tendencia creciente en los precios del petróleo y por fuertes inversiones de países europeos y EE.UU., estos sistemas alcanzaron altos niveles de desarrollo y viabilidad económica en la década de los 90 y principios de los 2000, con lazos operando con aceites térmicos entre 300 °C y 400 °C. La falta de estabilidad térmica de los aceites sintéticos por encima de 400 °C es el factor limitante de estos sistemas en cuanto a temperatura máxima, por lo que para seguir haciendo progresos en este aspecto en los últimos años se está optando cada vez más por sustituirlos por sales fundidas, que permiten temperaturas de operación de hasta 550 °C.

Por otra parte, la necesidad de energía en forma de calor entre 100 °C y 300 °C para su aplicación en multitud de procesos en la industria ha abierto un nuevo mercado, que los concentradores solares usados en el sector termoeléctrico, conocidos como de gran escala por su enorme tamaño, no pueden atender, precisamente por su envergadura, y por ser viables únicamente para capacidades instaladas superiores a 10 MW<sub>t</sub>. En países como España la capacidad instalada típica de estas plantas ha sido de 50 MW<sub>e</sub>, según el Plan de Energías Renovables (PER), mientras que en otros lugares se ha dado el salto a instalaciones de 100 MW<sub>e</sub>.

Así pues, tanto nuevas versiones de menor tamaño y de estructura más simplificada que las de los concentradores solares CCP y Fresnel de gran escala, como otros tipos de colectores basados en otras tecnologías de concentración han ido entrando en este nicho de mercado, con concentraciones algo menores que sus hermanos de mayor tamaño,  $C_g \approx 15-40$  según los resultados obtenidos en este informe, con campos solares de capacidades instaladas entre 100 kW<sub>t</sub> y 10 MW<sub>t</sub>, y con temperaturas de operación que se sitúan por encima de los 100-120 °C, donde los colectores de baja temperatura obtienen eficiencias superiores, hasta los 250-300 °C, limitados fundamentalmente por los recubrimientos selectivos de Ni, Cr y Co negro y tipo Sol-gel de óxidos metálicos aplicados sobre las superficies de captación de sus receptores térmicos. Las conclusiones acerca de las diferencias entre estos mercados de pequeña y gran escala se presentarán en capítulos venideros.

Una de las posibles aplicaciones de estas tecnologías, tanto de pequeña como de gran escala, es la generación de electricidad mediante acople de una turbina de vapor y un generador. La desventaja en costes con respecto a las tecnologías fotovoltaicas es un gran problema en este tipo de tecnologías, especialmente en las de pequeña escala, por ser más ineficientes que las de gran escala. En respuesta a este problema, existe un grupo reducido entre los fabricantes de concentradores solares de pequeño tamaño que están viendo una oportunidad de negocio dentro de esta competencia, a través de la combinación de ambas tecnologías, como se ha visto en la descripción de las instalaciones híbridas en el apartado 3.1. Y es que la adaptabilidad de estas tecnologías de concentración solar permite combinar arquitecturas tipo CCP, Fresnel o lentes Fresnel con receptores fotovoltaicos para mejorar la eficiencia de la conversión eléctrica de las células fotovoltaicas, e híbridos para cogeneración.



### 3.2.1.1 Concentradores Cilindro-Parabólicos (CCP)

En los concentradores cilindro-parabólicos (CCP), también conocidos como concentradores de canal parabólico, la concentración de la radiación solar se consigue mediante la interposición de un panel de espejo o lámina de material reflectante curvado con contorno parabólico entre el receptor lineal y la fuente de radiación. La colocación en serie de láminas reflectantes con este contorno forma los módulos que tienen el aspecto de canal parabólico.

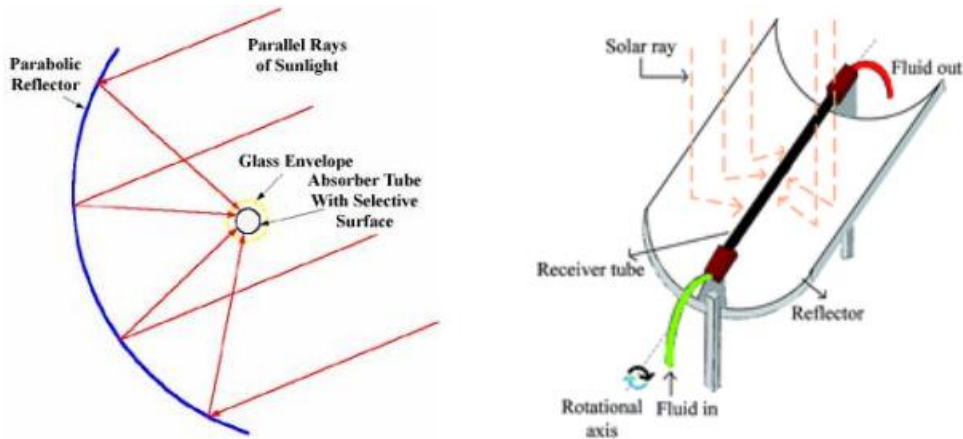


Figura 3.21. Esquema de un colector CCP. Fuente: (Google imágenes).

Como la mayoría de los sistemas de concentración, los componentes de un captador CCP son:

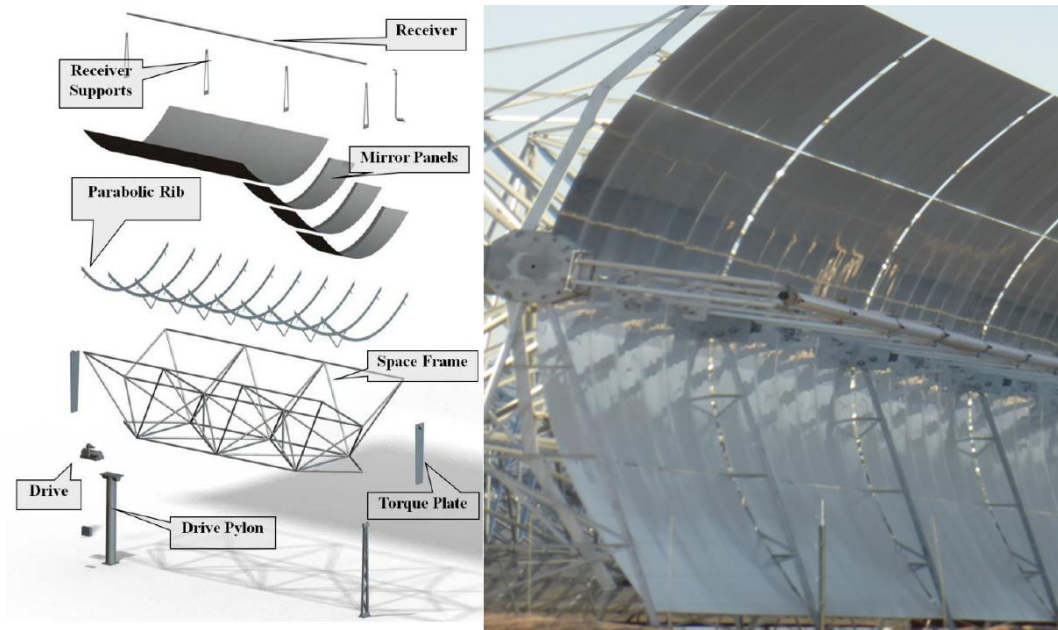
- Elemento receptor
- Espejos
- Estructura de soporte
- Fijaciones al terreno
- Sistemas de rastreo y accionamiento

En la línea focal de la parábola reflectante se coloca el elemento receptor. Éste es un tubo absorbente metálico, al que se aplica un revestimiento selectivo y se aísla del exterior mediante una cubierta de vidrio transparente y vacío entre tubo y carcasa. Como se verá más adelante, la calidad de los recubrimientos selectivos y la aplicación de vacío dependen fundamentalmente del punto de diseño del colector, a la aplicación a la que va destinado y al coste final objetivo del sistema de captación. Así, en relación al punto de diseño, veremos que con frecuencia en pequeña escala, temperaturas de operación más moderadas permiten diseños más simplificados de receptor, con una cierta relajación de los tratamientos selectivos y aislantes aplicados al tubo, o de la calidad de los mismos, en favor de consideraciones relacionadas con el coste del colector.

En relación al panel concentrador del colector, a menudo ocurre que el contorno parabólico, que constituye el ancho de apertura del módulo, no está formado por una única lámina, sino que está compuesto por *segmentos* o *paneles* de espejo curvados dispuestos en paralelo. Esto es muy común en gran escala, donde los tamaños de los colectores son muy grandes, con anchos de apertura entre 4 m y 7 m, siendo lo más habitual en la actualidad anchos en torno a los 6 m. Además, la tendencia marcada por el mercado para las nuevas generaciones que

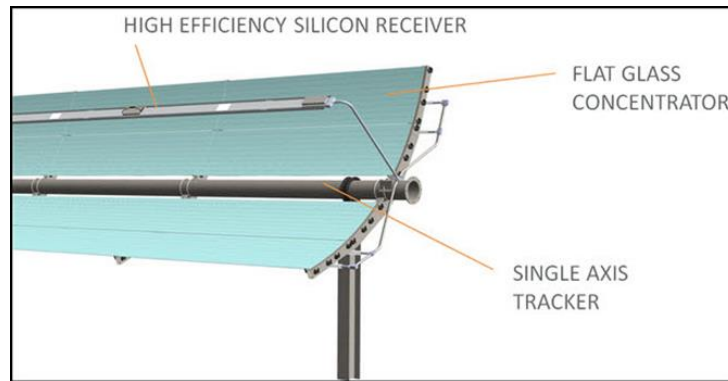


actualmente están en fase de diseño y desarrollo trata de seguir aumentando los anchos de apertura como medio para conseguir factores de concentración superiores a los actuales. De hecho, existen ya en el mercado nuevos modelos que superan estas anchuras, como el colector LAT73 fabricado por Gossamer y 3M, con 7,3 m, o el modelo fabricado por Airlight, que debido a la baja densidad del aire que utiliza como fluido de transferencia, requiere de una anchura de 9,7 m.



**Figura 3.22.** Despiece de un módulo CCP Skytrough en sus principales componentes: estructura (pilares de soporte y accionamiento, estructura de soporte de los espejos y subestructuras de soporte del receptor), paneles reflectantes parabólicos y tubo absorbente (izq.). Vista de un canal parabólico compuesto por *segmentos* de espejo curvados (cha.). Fuente: (SkyFuel, 2015).

Otra posibilidad es formar el contorno del colector mediante *bandas* estrechas de espejo, planas o ligeramente curvadas, de tal forma que aproximen a una forma parabólica. Es lo que se conoce como concentradores cilindro-parabólicos *segmentados*. Este proyecto recoge algún ejemplo como es el caso de Cogenra.



**Figura 3.23. Diagrama de módulo CCP segmentado, Cogenra T14. Fuente: (Cogenra, 2015), (districtenergy, 2015)**



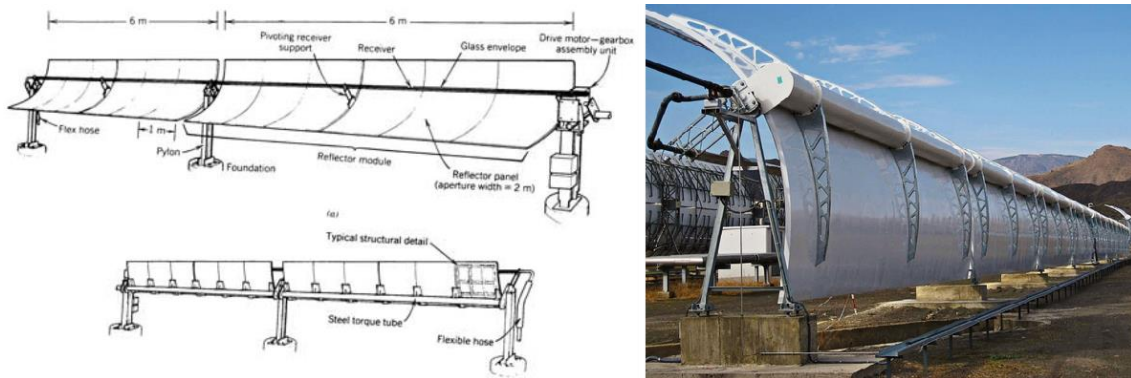
**Figura 3.24. Ejemplo de dos versiones del concentrador CCP segmentado de Cogenra. Fuente: (Cogenra, 2015) (greenerdawn).**

La estructura del colector tiene como función soportar el peso de los paneles reflectantes y del tubo absorbente, así como dar rigidez al conjunto. Debido a su arquitectura, este tipo de concentradores solares ofrece mucha resistencia ante rachas de viento, por lo que resulta imprescindible una rigidez elevada para evitar deformaciones importantes en el contorno parabólico que reduzcan el factor de interceptación de la radiación reflejada sobre el tubo. De nuevo, los resultados ofrecidos por este informe en el capítulo 5 muestran las diferentes perspectivas en cuanto al diseño de la estructura en pequeña y gran escala. Entre otros aspectos, dichos resultados concluyen que el menor tamaño en pequeña escala, junto a otros factores como requerimientos más flexibles en cuanto a eficiencia y necesidades de reducciones importantes en el coste tanto del colector como de la energía generada permiten estructuras muy simplificadas y livianas, construidas con materiales menos resistentes pero más baratos.

Las estructuras de soporte convencionales en CCP son:

- Tubo de torsión o *torque tube*
- Marco espacial, tipo malla o *space frame*
- Caja de torsión o *torque box*

La estructura tipo tubo de torsión, como la del colector Solarlite SL4600 en la siguiente figura, se popularizó en la década de los 90 con el modelo LS-3 de la empresa israelí Solel. Cuenta con un tubo central de gran diámetro que soporta todo el par de torsión al girar los espejos. A él van unidas costillas dispuestas uniformemente a lo largo del colector y que se expanden a lo largo de todo el ancho de apertura. Estas costillas están formadas generalmente por barras tubulares o perfiles metálicos soldados.



**Figura 3.25.** Vista frontal y trasera del diseño de un conjunto SCA con estructura tubo de torsión (izq.) e imagen del colector Solarlite SL4600. Fuente: (Power From the Sun, 2015), (Solarlite, 2015)



**Figura 3.26.** Estructura tubo de torsión en pequeña escala, colector Polytrough. Fuente: (Nep Solar)

La *estructura espacial, space frame* o *tipo malla* describe un tipo de estructura en celosía formada por subestructuras de barras articuladas triangulares y cuadrangulares, o reticuladas con perfiles extrudidos metálicos soldados. Actualmente existen en el mercado estructuras de este tipo con mallado simple, esto es, estructuras en celosía bidimensionales, o mallado tridimensional.





Figura 3.27. Estructura espacial de cerchas en V, colector LS-3 de Solel. Fuente: (Hank Price, 2002), (Google imágenes).



Figura 3.28. Estructura en celosía tridimensional módulo Solargenix SGX1. Fuente: (NREL, 2015)

La caja de torsión es realmente una variante de las estructuras espaciales. Está compuesta por un bastidor central o *caja* de sección cuadrada o rectangular, que se extiende paralelamente al eje del colector, y al que se anexiona a ambos lados subestructuras rígidas en voladizo, normalmente celosías, llamados *cantilevers* o *brazos de soporte*. Estos brazos soportan los esfuerzos de flexión a que están sometidos por el peso de los espejos y la carga inducida por el viento, evitando la deformación de los espejos, y transmiten las cargas a la caja de torsión, que es el elemento de la estructura que mayores esfuerzos soporta. Las cajas de torsión son estructuras muy utilizadas en colectores de gran escala, véase por ejemplo el caso de las sucesivas versiones del colector Eurotrough ET I (SCA: 100 m de longitud) y ET II o SKAL-ET (SCA: 150 m) en la década de los 2000, o muy recientemente su sucesor Ultimate Trough.

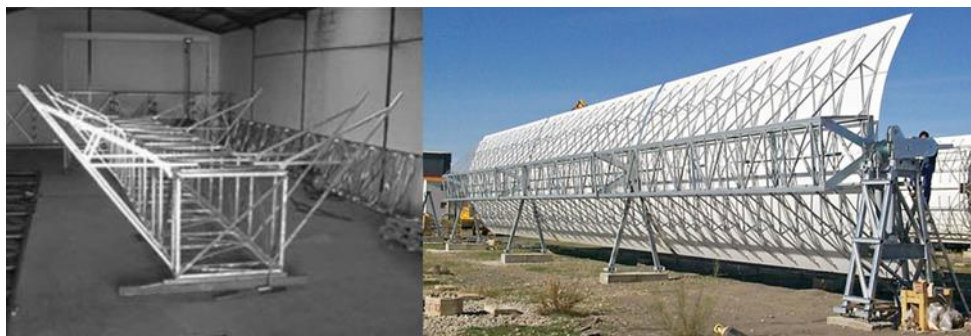


Figura 3.29. Estructura tipo caja de torsión perteneciente al colector Eurotrough. Fuente: (Google imágenes) y (BINE, 2015).

### 3.2.1.2 Concentradores lineales Fresnel

Los reflectores lineales Fresnel, tecnología muy reciente aún en el mercado CSP, parte de la idea de dividir el contorno de espejo CCP en múltiples filas con bandas estrechas planas o ligeramente curvadas y alargadas, llamadas *facetras*, para disponerlas en un mismo plano horizontal paralelamente entre sí y con el eje focal. Los concentradores tipo Fresnel son el ejemplo más representativo de sistemas discontinuos. En ellos, el conjunto de facetras, excepto el espacio de separación necesario para evitar efectos de sombra y bloqueo, constituye el ancho total de apertura del concentrador Fresnel. A este conjunto se le conoce como reflectores primarios, puesto que en módulos Fresnel es muy habitual recurrir a espejos secundarios alojados en el receptor lineal. La curvatura de los espejos de cada fila suele ser distinta entre sí, dependiendo de la posición de la fila dentro del concentrador.

A una cierta altura del plano de simetría del colector se sitúa el foco, función del ángulo de inclinación de los espejos reflectores primarios en una estructura de soporte tipo pórtico denominada torre, con postes verticales u oblicuos a la entrada y salida del módulo, y otros distribuidos uniformemente a lo largo del concentrador. En ocasiones, para grandes tamaños se requiere de sujeción adicional basada en sistemas de cables.

Los elementos más críticos del diseño de un concentrador Fresnel son el ancho de apertura del colector, y por tanto el ancho de cada fila de facetras y la separación entre las mismas; la altura del receptor sobre las filas de facetras, llamada *altura efectiva*, y el diseño de la unidad receptora, es decir, el conjunto *cavidad receptora-tubo absorbente*. La altura efectiva es la longitud normal al plano que contiene los espejos primarios, medida en el plano de simetría del colector, en el cual comprende al receptor lineal, y delimitada en su otro extremo por éste. La altura efectiva queda definida con la altura de la torre, y la anchura de las facetras con el diseño de la estructura de las mismas.

El punto óptimo de funcionamiento del colector se encuentra en valores intermedios de los anteriores parámetros, en un compromiso entre valores extremos. Así, por ejemplo, se observa que la efectividad de los espejos aumenta para facetras estrechas, pero con ello el coste aumenta considerablemente a través de varias vías. Crece el número de facetras, y con ello de sus respectivas estructuras y bandas de espejos. Una complejidad mayor del sistema de reflectores primarios también complicará la estructura de soporte del colector y, por supuesto, el diseño del sistema de accionamiento y control de los espejos. En el otro extremo, demasiada anchura de faceta produce pérdidas en el factor de interceptación de la radiación solar en el receptor, así como una cierta distorsión y deformación de la imagen de la radiación solar reflejada sobre el receptor, lo que provoca flujos energéticos no uniformes y, por tanto, temperaturas no uniformes en fluido térmico.

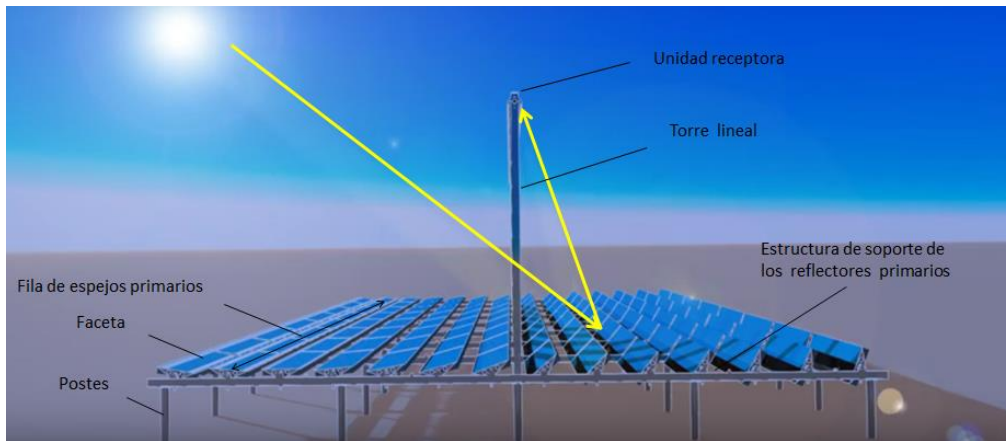


Figura 3.30. Esquema de los componentes fundamentales de un concentrador Fresnel. Fuente: (CNIM, 2015).

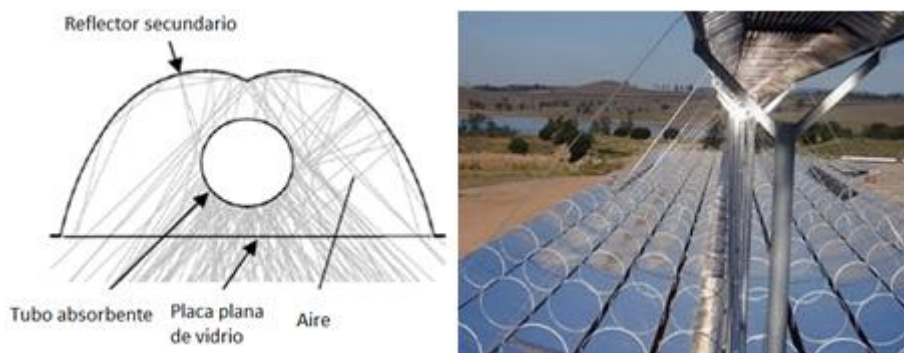


Figura 3.31. Diagrama del receptor formado por la cavidad receptora, los espejos secundarios y el tubo absorbente (izq.). Fotografía de una cavidad receptora trapezoidal multitubo no evacuado y con espejos secundarios planos. Fuente: (Google imágenes).

Los reflectores primarios pueden ser movidos de manera independiente entre sí o de forma conjunta. El primer sistema eleva considerablemente la complejidad de la estructura y sistemas de accionamiento, y sobre todo el coste del concentrador. Por estas razones, y teniendo en cuenta que aun teniendo distintas inclinaciones cada fila de espejos, la velocidad de rotación necesaria es la misma en todas ellas, lo mejor es optar por un sistema simple de accionamiento conjunto. Así, las filas, unidas mediante mecanismos tipo biela-manivela o barras telescópicas de cilindros neumáticos, rotan solidariamente unas con otras manteniendo ángulos de incidencia bajos y redireccionando la radiación solar a la *cavidad receptora*.

Precisamente una de las características más reconocibles de este tipo de concentradores lineales es la versatilidad del diseño del receptor, y la adaptabilidad de su estructura para montar receptores estacionarios. Este tipo de concentradores solares se benefician así de las ventajas derivadas de ello: simplicidad constructiva, reducción de costes, facilidad de instalación, mantenimiento reducido, reducción del desgaste de las conexiones por fricción, y la posibilidad de elección entre conexiones rígidas o flexibles.

El conjunto receptor lineal está formado por el tubo absorbente y la *cavidad receptora* o *cofre*, estructura en la que va alojado. El primero es el que intercepta la radiación solar y la transfiere en forma de energía calorífica útil al fluido de trabajo que circula por su interior. El tubo absorbente es en unos casos el mismo que se utiliza en CCP, y en otros son diseños más

simples que aquellos. Los primeros concentradores Fresnel en el mercado utilizaban aceites térmicos. Sin embargo, aunque se siguen utilizando, el mercado tiende cada vez más a utilizar concentradores de este tipo en sistemas de producción directa de vapor, sector en el que predominan sobre otros concentradores solares de media concentración.

La cavidad receptora hace de cubierta del tubo, protegiéndolo de las condiciones externas, reduce las pérdidas térmicas y permite añadir una segunda etapa de concentración de la radiación, instalando espejos secundarios planos o curvados, tipo CPC o CCP alrededor del receptor, o espejos compuestos por la suma de bandas estrechas. Las secciones 3.3.1.2 y 5.3.2.3 desgranar las conclusiones a las que se han llegado en este informe en materia de diseño de las cavidades receptoras. Diferentes variables influyen en el desempeño del receptor, el rendimiento térmico obtenido y el coste, como la geometría de la cavidad, diseño monotubo/multitubo, tubo evacuado/no evacuado, cubierta cilíndrica frente a placa de vidrio plana situada en la parte inferior de la caja o cavidad, aislamiento térmico tras los espejos, materiales de construcción de los tubos absorbentes (cobre, acero) y de la caja (peso del receptor), material reflectante de los espejos secundarios (plata, aluminio).

Los concentradores solares Fresnel poseen una gran desventaja respecto de otros colectores de media temperatura, especialmente si los comparamos con modelos CCP de tamaño equivalente, como se deduce de los resultados presentados en el capítulo. Ésta es la obtención de eficiencias ópticas bajas respecto a otros sistemas CSP de su mismo segmento de mercado. Se concluye que estos bajos rendimientos se producen por las siguientes razones fundamentalmente: la pérdida de área efectiva en el seguimiento de la posición solar, la gran distancia existente entre las filas de receptores primarios, y los elevados ángulos de incidencia de la radiación solar sobre dichos espejos. Debido a la geometría de la estructura, el alto número de filas y la necesidad de evitar bloqueos y sombras entre facetas consecutivas, la posición óptima del receptor requiere de alturas elevadas, con lo que la distancia entre espejos y receptor es considerable. Ello supone importantes pérdidas ópticas debidas en primer término a factores de interceptación reducidos y en menor medida, para tamaños de colector lo suficientemente grandes, una cierta atenuación de la radiación que crece con la distancia entre los reflectores y el tubo. Por otra parte, las restricciones impuestas por las dimensiones y geometría del terreno disponible, así como las grandes longitudes necesarias en los módulos Fresnel, determinan con frecuencia una orientación del colector distinta de la óptima, provocando mayores ángulos de incidencia de la radiación sobre los espejos primarios. Las restricciones impuestas por el terreno disponible se agravan en el caso de las instalaciones de pequeña escala en ambientes urbanos, a menudo en solares o azoteas de superficie reducida y geometría crítica.





**Figura 3.32. Pérdida de área de apertura efectiva en el seguimiento de la posición solar. Fuente: (Google imágenes).**

Los concentradores solares Fresnel destacan, entre otras características, por estar a la cabeza de los sistemas CSP en lo que a aprovechamiento del campo solar se refiere. Esto se debe fundamentalmente a la cercanía de las filas de espejos primarios al suelo y a la geometría de la estructura, al no proyectar sombras sobre superficies de terreno grandes. De esta manera, el ancho de los pasillos entre filas paralelas y consecutivas de colectores es muy inferior al caso de otros módulos de media concentración, como los CCP.

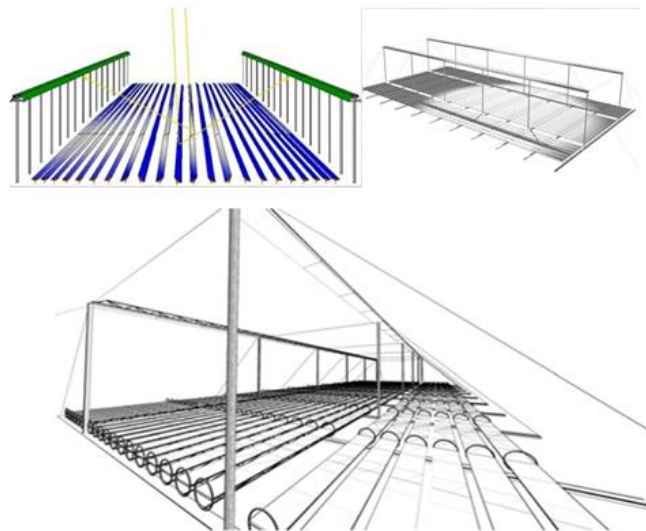
Sin embargo, los concentradores Fresnel padecen los efectos de bloqueos y sombreados entre filas, cuando éstas adquieren cierto ángulo de inclinación al ser accionadas siguiendo los órdenes del sistema de rastreo. Se produce así una pérdida importante del área de apertura efectiva del colector. Una solución a este problema, la más habitual, es aumentar la separación entre filas de facetas e incrementar la altura a la que se posiciona el receptor. Con ello se consigue aprovechar el total de la superficie de los espejos, pero aumenta la anchura total de la estructura del colector, disminuye el porcentaje de área real de apertura respecto del área total del concentrador y, por tanto, el índice de cobertura del campo solar. Aun así, los datos presentados en el apartado 5.3.1 demuestran porcentajes de aprovechamiento del campo solar en torno al 70%, lo que significa un 30-40% superior a los valores alcanzados por los sistemas CCP.

Nuevas ideas han surgido recientemente sobre la versión original del concepto de reflector lineal Fresnel, aunque a día de hoy gozan de bajos niveles de implementación en la industria. De entre ellas, destaca el diseño de sistemas *Fresnel compactos*, conocidos por sus silgas e inglés (CLFR). Básicamente, consisten en montar dos receptores lineales en lugar de uno. Cada uno se monta en un extremo opuesto del campo solar y las filas de espejos se orientan alternativamente a cada lado. La gran ventaja de este diseño es que evita las pérdidas por bloqueos y sombreado entre filas consecutivas de facetas y consigue una optimización mayor de la superficie de apertura bruta o total del colector y, con ello, mejores índices de cobertura del campo solar, es decir, menor área de campo solar requerida. Incluso se reduce el tamaño



necesario de la estructura de soporte de los espejos primarios, con lo que se ahorra en material de construcción. En contraposición a estas prestaciones, el coste aumenta porque se necesita instalar el doble de unidades receptoras, y el doble de torres de soporte. Los sistemas Fresnel compactos encuentran mayor potencial de asentamiento en grandes escalas, como en la industria termoeléctrica, donde las dimensiones del campo solar son enormes y la cantidad de torres de soporte de receptores es ya de por sí elevada en sistemas Fresnel convencionales. Esto atenúa el sobrecoste generado por las duplicidades de las torres, al tiempo que resulta relativamente fácil adaptar el campo de colectores a sistemas Fresnel compactos, asumiendo incrementos en la distancia efectiva entre los paneles primarios y los tubos absorbentes.

Otros ejemplos de nuevos diseños son aquellos concentradores solares que combinan el concepto de concentrador Fresnel y CCP, situándose a medio camino entre ambos. Este tipo de diseños se basan en dividir el panel en un número reducido de bandas de espejo o facetas, más anchas que en el caso de los concentradores Fresnel y, a diferencia de éstos, situar las bandas de espejos a distintos niveles de altura, en lugar de situarlas todas en un mismo plano horizontal. Estos concentradores solares apenas tienen presencia en el mercado, debido a complejidad del sistema y al elevado coste de los mismos. Además, los espejos que montan necesitan de curvaturas mayores que las aplicadas en sistemas Fresnel, lo que implica mayores costes de espejo, al no poder ser curvados elásticamente.



**Figura 3.33. Diagrama y e ilustración de un diseño CLFR. Fuente: (School of Physics. University of Sydney, 2002)**

### ***3.2.1.3 Otras tecnologías con menor representación.***

Al margen de los concentradores cilindro-parabólicos y lineares Fresnel, otras tecnologías de concentración luchan por superar las barreras de entrada al mercado de media temperatura, tratando de ampararse en reducciones importantes del coste del captador, y de basar su estrategia en la simpleza de diseño y de la estructura, así como de utilizar materiales de construcción baratos, ligeros y que puedan ser fabricados o se encuentren disponibles

localmente, con los beneficios sociales y económicos derivados de impulsar una industria auxiliar asentada en la zona, generando así trabajo y activando la actividad económica. Para poder competir, estas tecnologías tratan de buscar nichos de mercado y localizaciones a las que aún, por una u otra razón, no han tenido acceso los concentradores CCP y Fresnel.

### *3.2.1.3.1 Concentradores solares de espejo fijo (FMSC)*

Los concentradores solares de reflector estacionario, o fijo, y receptor móvil, más conocidos por sus siglas en inglés, representan una variante respecto al punto de vista de los sistemas de captación solar con concentración convencionales. De hecho, el concepto FMSC fue patentado a principios de los 70 por Russel (al., 1974) (Ramon Pujol Nadal, 2012), como una posible alternativa barata dentro del sector termoeléctrico de entonces. Hasta mediados de la década de los ochenta, diversas investigaciones profundizaron sobre el modelo propuesto por Russell, calculando bajo ciertas restricciones <sup>(1)</sup> aspectos como la energía diaria captada a lo largo del año (Kumar, 1974), la influencia de los parámetros geométricos fundamentales en la eficiencia óptica o el factor de interceptación y la distribución del flujo de rayos sobre el receptor. Sin embargo, la inercia ascendente de la prometedora tecnología CCP, unido a los pobres resultados obtenidos en diversos experimentos y simulaciones, en lo que se refiere tanto a eficiencia óptica instantánea como a las pocas horas de operación posibles durante el día con rendimientos térmicos aceptables, provocaron que se desechara este diseño durante las siguientes décadas. No ha sido hasta bien entrada la década de los 2000 cuando pudimos asistir a un tímido resurgimiento de esta tecnología, de la mano de autores como Pujol, Martínez o Moia. (Ramon Pujol Nadal, 2012).

El concentrador FMSC básico propuesto por Russell se define como un sistema de captación solar con concentración por reflexión, en el que una serie de bandas de espejos planos y estáticos se posicionan paralelos al eje del concentrador y con sus centros coincidentes con una trayectoria circular cóncava, y orientados de tal forma que todos los rayos paralelos incidentes sobre cada uno de los puntos medios de los espejos son reflejados a un mismo punto de dicha trayectoria circular. El seguimiento de la posición solar, por tanto, no puede llevarse a cabo más que con el desplazamiento del receptor, a diferencia de los concentradores solares tradicionales. Éste lo hará recorriendo los puntos de la circunferencia en la que las bandas de espejo (facetas) están inscritas.

La geometría del captador FMSC está basada en la propiedad del arco capaz, por la cual los extremos del diámetro de la circunferencia se ven desde cualquier punto de la propia circunferencia con un mismo ángulo. Esto significa que, para un ángulo de incidencia dado  $\theta_i$ , e inclinando convenientemente cada banda de espejo con un ángulo  $\varphi_n$ , se consigue concentrar el haz de rayos solares incidentes sobre la totalidad de la superficie de apertura  $A_{ap}$  en un mismo punto de la circunferencia, en el que se encontrará en ese instante el receptor lineal.

El posicionamiento de los espejos de captadores FMSC se calcula posicionando en primera instancia la fila central perpendicularmente a la radiación solar directa incidente,

---

<sup>1</sup> No se tiene en cuenta la dispersión angular de los rayos incidentes provocada por el tamaño del Sol, la dispersión especular de los materiales reflectantes de los espejos, ni la dependencia angular de la absorptividad

aprovechando que el captador tiene una arquitectura simétrica, para después alinear cada faceta a cada lado de la fila central con su respectivo ángulo de inclinación  $\pm\varphi_n$  según la posición de la fila  $n$ , hasta llegar a la fila  $N$  situada en el extremo lateral de la banda de espejos primarios. Según la referencia elegida para posicionar la fila central con ángulo de incidencia nulo, se obtienen matrices inclinadas u horizontales (figuras 3.34 y 3.35, respectivamente). En la figura se muestran las relaciones angulares existentes por la geometría característica del captador. Suponiendo que el ángulo de incidencia es nulo sobre la faceta central, también denominada faceta tangencial por su relación geométrica respecto de la circunferencia por la que se mueve el receptor, la distancia angular entre ésta y la faceta en la fila  $M$ , medida en el centro de curvatura, es  $\theta_M$ . Al relacionar este vértice con el correspondiente para la posición focal del concentrador, situado en la circunferencia circunscrita, el ángulo se ve reducido a  $\theta_M/2$ . La radiación solar directa que incide sobre la fila de facetas  $M$  ha de ser paralela a los rayos solares que inciden sobre la faceta tangencial. Si se cortan dos líneas paralelas por una tercera, el ángulo de corte de ésta última con cada una de las dos líneas paralelas ha de ser el mismo. Por lo tanto, para que la radiación reflejada por las facetas de la fila  $M$  incida sobre el foco, los rayos reflejados e incidentes sobre la fila  $M$  deben formar un ángulo  $\theta_M/2$ , con lo que el ángulo entre la normal a la superficie de la faceta  $M$ , vector que define la inclinación correcta de la faceta, y  $G_b$  es  $\theta_M/4$ . En conclusión, para  $\theta = 0^\circ$  sobre la superficie de apertura del captador, el ángulo de incidencia sobre la fila  $n$  debe ser  $\theta_M/4$ , es decir, la inclinación óptima de las facetas de la fila  $M$  debe ser  $\varphi_n = \theta_M/4$ .

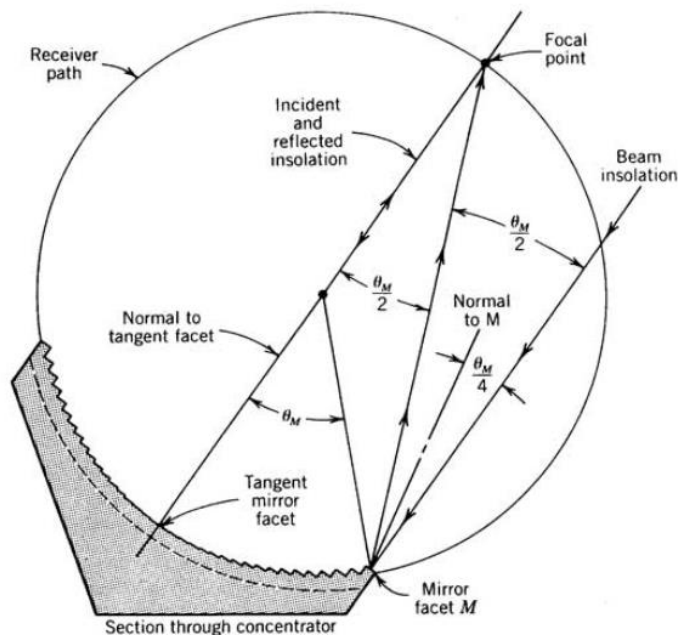
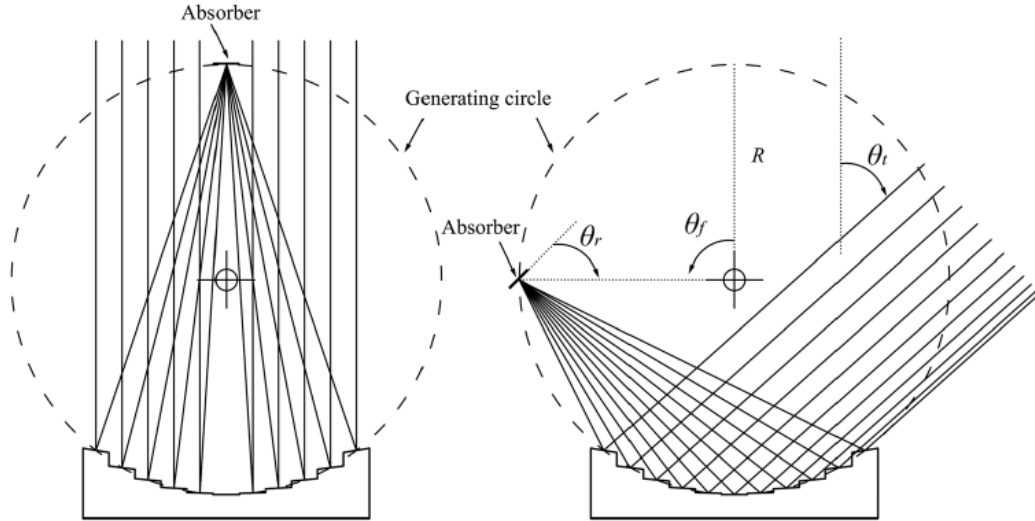


Figura 3.34. FMSC de matriz inclinada de espejos planos. Fuente: (Power From the Sun, 2015)



**Figura 3.35. FMSC de matriz horizontal de espejos planos. Fuente: (Ramon Pujol-Nadal, 2014)**

Vista la inclinación óptima de los espejos, la definición de la posición de las filas de facetas, queda determinada utilizando la ecuación de la circunferencia y relaciones trigonométricas sencillas para definir el ancho total de apertura y la posición de cada fila respecto de un sistema de coordenadas situado en el centro de la faceta central. Se ha asumido que el sistema es simétrico, y que el ancho de todas las facetas es el mismo.

$$x_n + (y_n - R)^2 = R^2 \quad [3.1]$$

$$W_{ap} = W_{faceta} + \sum_{n=1}^N W_{faceta} \cdot \cos(\varphi_n) = W_{faceta} + 2 \cdot \sum_{n=N/2}^N W_{faceta} \cdot \cos(\varphi_n) \quad [3.2]$$

$$x_n = x_{n-1} + \frac{W_{ap}}{2} \cdot \cos(\varphi_{n-1}) + \frac{W_{ap}}{2} \cdot \cos(\varphi_n) \quad [3.3]$$

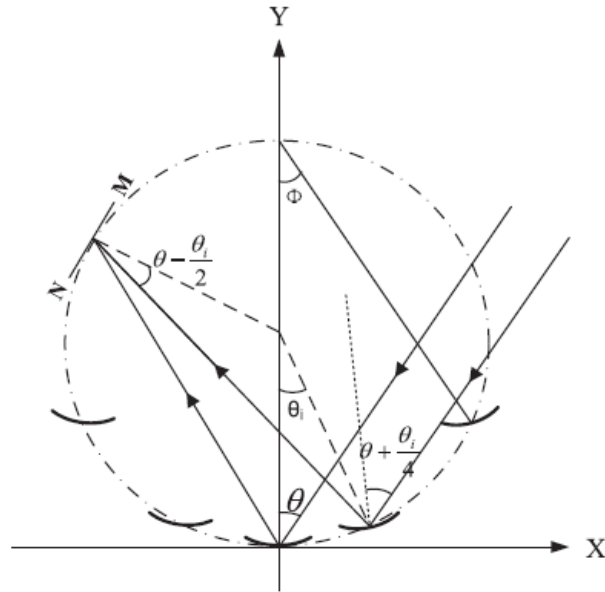
$$\cos(-\varphi_n) = \cos(\varphi_n) \quad [3.4]$$

$$x_n = x_{n-1} + \frac{W_{ap}}{2} \cdot [\cos(\varphi_{n-1}) + \cos \varphi_n] \quad [3.5]$$

$$2 \cdot \varphi_n = \frac{\theta_M}{2} = \tan^{-1} \left( \frac{x_n}{2R - y_n} \right) \quad [3.6]$$

A la hora de diseñar un concentrador tipo FMSC, se parte del ancho de apertura disponible. Conociendo  $W_{ap}$ , y sabiendo el ancho de faceta es constante, el diseño queda totalmente definido en función del número de filas de espejo y la relación entre el radio de curvatura de la circunferencia y el ancho de apertura,  $R/W_{ap}$ .

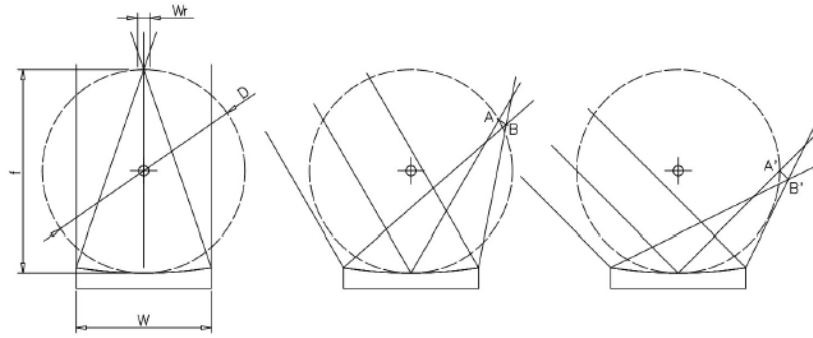
La geometría vista hasta ahora no es la única posible en sistemas FMSC. Existen diferentes variantes jugando con el perfil de las facetas, el número de filas y la altura de las filas de facetas. Así, un tipo de captador que ha tenido acogida por parte algunos autores (Longlong Li, 2014) a lo largo de la última década es el captador FMSC de espejos curvos de canal parabólico. La curvatura en las facetas se introduce con el objetivo de aumentar la concentración, y con ello la energía absorbida.



**Figura 3.36. Diagrama de la geometría de un captador solar FMSC de espejos curvos parabólicos.**  
**Fuente: (Longlong Li, 2014)**

Curvando el perfil de la faceta se consigue que cada faceta no solamente refleje  $G_b$  directamente sobre el receptor, sino que supone un elemento propio de concentración. Esto permite reducir el diámetro del receptor y aumentar  $C_g$  a través de esta vía. Además, se evitan inconvenientes relacionados con anchuras o diámetros grandes de receptor. Se reducen las pérdidas térmicas en el receptor y las pérdidas ópticas generadas por la proyección de la sombra del receptor sobre las facetas, se reducen las necesidades de material y la complejidad del diseño del receptor y de la estructura de soporte del mismo, con la minimización del coste derivado de todo ello.

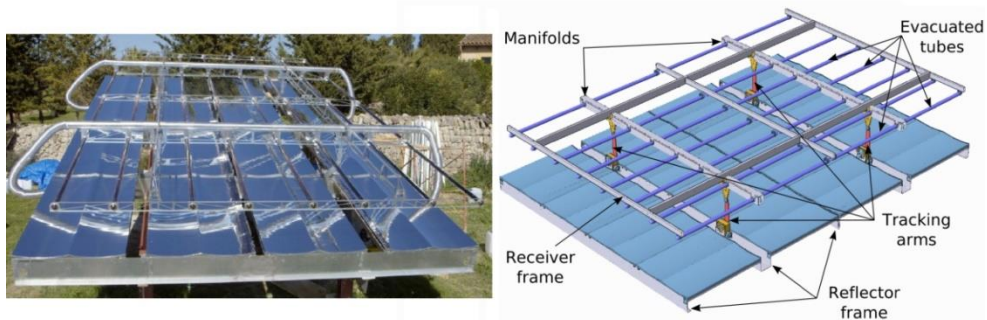
Anteriormente se ha explicado cómo se calcula el diseño de la posición e inclinación de las filas de espejos en captadores FMSC de espejos planos. La existencia de ángulos de incidencias en las filas a ambos lados de la fila central es inevitable. Sin embargo, esto es un inconveniente relativamente salvable en el caso de FMSC con espejos curvos, ya que ante radiación incidente no normal, los canales CCP reflejan los rayos hacia una zona reducida, cuya anchura depende del valor del ángulo de incidencia (zona AB, o A'B' en la figura 3.37). El receptor deberá pasar por esta zona.



**Figura 3.37. Reflexión de irradiación directa no normal por una faceta con perfil parabólico. Fuente: (TSC, 2015).**

Se puede tratar de mantener un número bajo de filas de espejos, para el mismo  $W_{ap}$ . Ello contribuye a disminuir los problemas de sombreado característicos de los captadores FMSC con matrices curvas cóncavas. Llevando este caso al extremo se encuentra otro tipo de captador FMSC, el concentrador CCP estático y con receptor móvil. Actualmente no se conoce ningún sistema de este tipo presente en el mercado. No ocurre así con el caso contrario, como se verá en los resultados presentados más adelante en este mismo informe, es decir, sistemas CCP donde lo que se mantiene estacionario es el receptor, y se obliga al canal parabólico a desplazarse en torno a él. Esta solución goza de un éxito creciente entre sistema de captación con concentración de pequeño tamaño (pequeña escala).

Por otra parte, los sistemas FMSC clásicos presentan graves problemas por sombreado y bloqueo de la radiación incidente y reflejada, derivados de las diferentes alturas de las filas de espejos en matrices curvas cóncavas. Un nuevo tipo de diseño innovador ha surgido recientemente, el cual opta por sustituir la matriz curva por una plana, con facetas curvas para tratar de elevar la concentración y manteniendo un número reducido de filas de espejos por receptor, pudiendo llegar a una incluso a la paridad, para favorecer en lo posible la captación de energía.



**Figura 3.38. Concentrador FMSC de matriz plana y multireceptor. Fuente: (TSC, 2015)**

Este tipo de sistema de captación admite montar múltiples receptores que son movidos simultáneamente por una misma estructura tipo marco en la que van sujetos. En el caso del ejemplo mostrado en las imágenes de la figura, la estructura del captador, de hecho, se compone por un bastidor principal, que es donde se alojan los espejos y que soporta todo el

peso del captador, y de otro que soporta los receptores y mueve solidariamente todos ellos. El mecanismo que mueve los receptores se compone de varios brazos articulados estratégicamente colocados para repartir cargas.

Como se acaba de comentar la introducción de la matriz plana aporta una serie de beneficios entre el que destaca la reducción significativa de las sombras, pero por otra parte, dificulta en gran medida mantener  $C_g$  significativos, factor que se limita aún más si cabe al incluir un esquema multireceptor.

Los tubos utilizados pueden ser atmosféricos o evacuados, si bien es cierto que por lo general son tubos atmosféricos, y con diseños más simples que en el caso de los concentradores de mayor concentración, como los CCP. Como ocurre con otros tipos de sistemas, varios factores influyen en el tipo de tubo utilizado. En este caso, temperaturas de operación relativamente bajas, hasta 200°C, índices  $C_g \leq 15$  y la prioridad de costes inferiores a los presentados por otras tecnologías sugieren el uso de tubos atmosféricos.

Los captadores FMSC típicamente poseen eficiencias relativamente bajas, algo inferiores a otros sistemas solares de media concentración. A ello hay que sumarle que su rendimiento tiende a acusar bastante los ángulos de incidencia y las alineaciones incorrectas del colector y los efectos de borde. Una posible solución que habría que estudiar ante posibles desenfoques o caídas del factor de interceptación es la posibilidad de incorporar concentradores secundarios junto al receptor, a costa de otros aspectos como complicar la estructura, aumento de peso de la estructura de soporte del receptor, la proyección de sombras de los reflectores secundarios sobre la matriz de reflectores primarios, aumento de pérdidas por reflexión (se incrementan las etapas interpuestas entre la irradiación solar y el receptor) o el coste. Por otro lado, una segunda etapa de reflexión contribuye a corregir efectos adversos en el factor de interceptación debidos a las pequeñas inexactitudes en el contorno de los espejos primarios (facetas) o imperfecciones en la superficie de éstos (reflexión no especular de la radiación incidente). Estos defectos en los espejos primarios aumentan el radio de propagación de la imagen reflejada de tal manera que parte de ella pudiera caer fuera de ancho de receptor.

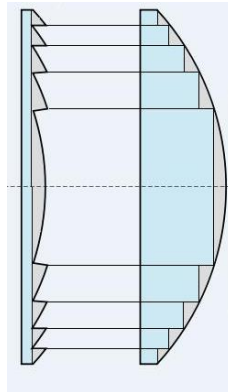
Por otra parte, los captadores FMSC permiten sistemas de seguimiento en 1 eje o en 2 ejes. Si bien es cierto que la presencia de sistemas FMSC en el mercado actual es ínfima o incluso nula, como habrá oportunidad de comprobar en la presentación llevada a cabo en el capítulo 5, la mayoría de los diseños propuestos incorporan seguimiento en 1 eje. Sin embargo, algunos estudios publicados en los últimos años (Longlong Li, 2014) exploran con la posibilidad de sistemas FMSC de espejos curvos y seguimiento en 2 ejes, con la esperanza de que los importantes beneficios en eficiencia térmica, reducción de pérdidas al mantener ángulo de incidencia nulo y evasión de efectos de borde compensen costes de colector significativamente mayores.

### ***3.2.1.3.2 Lentes Fresnel***

La diferencia principal de los concentradores solares de lentes Fresnel frente al resto de tecnologías de concentración radica en el principio físico de concentración de la radiación

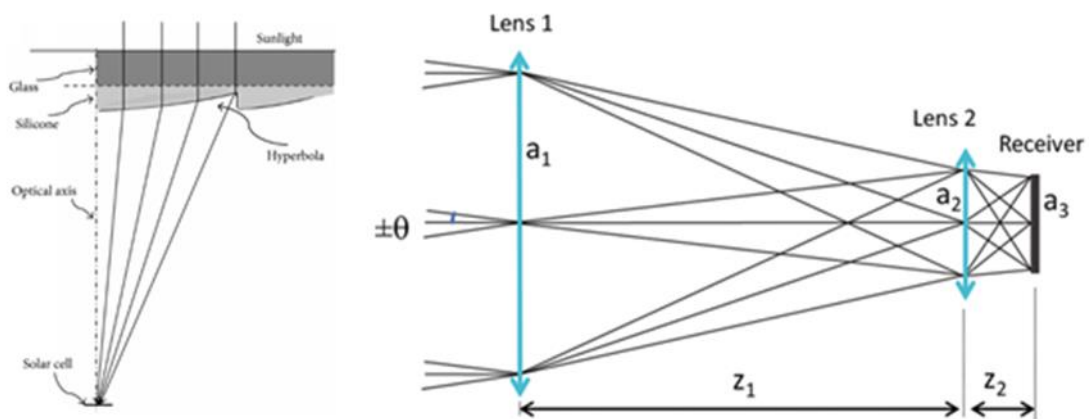
solar: Así, las lentes Fresnel refractan la luz, en lugar de utilizar espejos para reflejarla hacia un punto común donde se coloca el receptor.

Las lentes Fresnel consiguen mantener el radio de curvatura global manteniendo espesores moderados escalonando la lente en anillos sucesivos con radios de curvatura diferentes unos de otros, variables en función de su distancia al centro de la lente. Al aumentar la superficie de apertura de la lente, esto evita que adquiera un volumen y peso elevado, como ocurre con las lentes plano-convexas convencionales, con los consiguientes beneficios en el coste de los procesos de fabricación y en el derivado del transporte de la lente.



**Figura 3.39. Comparación entre lente Fresnel convexa y lente esférica (plano-convexa) clásica. Fuente: (Google imágenes).**

El siguiente esquema muestra un esquema del funcionamiento básico de estos colectores. Se interpone físicamente una lente Fresnel entre la radiación incidente y el receptor. Cuando la radiación alcanza la lente Fresnel convergente, ésta la refracta según la ley de Snell, Posteriormente los rayos atraviesan la lente hasta llegar a la otra superficie, y vuelven a ser refractados por la lente, adquiriendo la dirección deseada, según el radio de curvatura de la sección o anillo que atraviesa el rayo luminoso.



**Figura 3.40. Esquema de funcionamiento de un concentrador solar de lentes Fresnel simple formador de imágenes y otro con segunda etapa de concentración. Fuente: (Google imágenes)**

Las lentes se posicionan perpendiculares al haz de rayos luminosos, lo que permite que la superficie frontal de la lente sea plana. En la cara trasera, se perfila la superficie de cada anillo



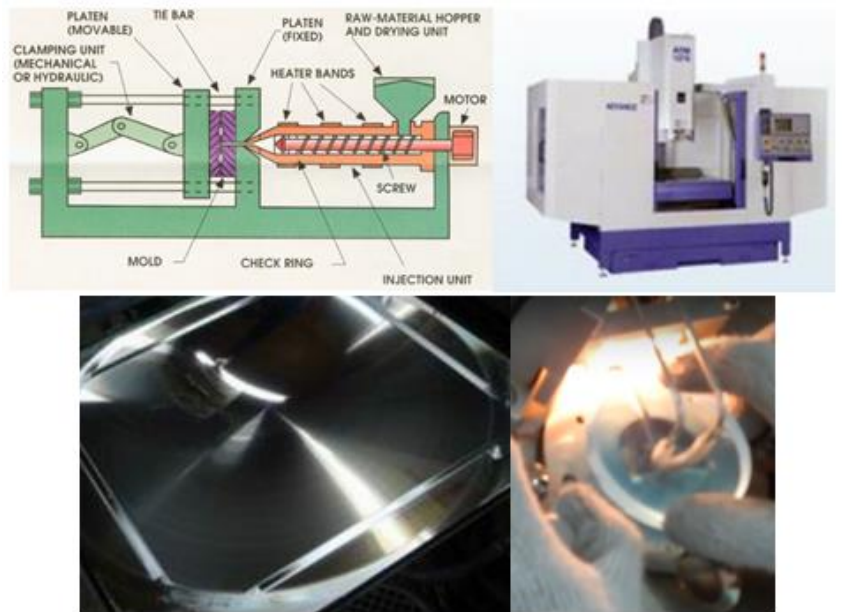
con contornos hiperbólicos adecuados para que el foco sea coincidente en cada uno de ellos. Los concentradores de lentes Fresnel formadores de imágenes consiguen factores de concentración y eficiencias ópticas altos, pero presentan problemas por flujos de radiación no uniformes sobre la superficie de captación. Los concentradores de lentes Fresnel no formadores de imágenes pierden rendimiento respecto a los anteriores, pero a cambio uniformizan los flujos de radiación en todo el receptor. Esta cualidad es muy apreciada, y es una solución muy frecuente, cuando se aplican lentes Fresnel convergentes para concentrar la radiación sobre un receptor fotovoltaico.

El material de construcción convencional de la lente Fresnel es vidrio de alta transmisividad ( $\tau \approx 92-93\%$ ), con bajo contenido en hierro, similar al utilizado en las cubiertas cilíndricas de los tubos absorbentes de los colectores cilindro-parabólicos. Sin embargo, el uso de plásticos y siliconas transparentes está sustituyendo los vidrios convencionales, como medida para reducir el peso de la lente. En unos casos, como en el caso del esquema presentado en la figura anterior, es una sustitución parcial, fabricando una *lente híbrida* partiendo de una placa plana de vidrio flotado liso, que hace de placa de soporte y sobre el que se adhiere el perfil discontinuo de anillos concéntricos construido con silicona, que actúa como material refractante. En otras ocasiones, especialmente en lentes de medio y gran tamaño, como en el de la figura 3.49 (horno solar), se prefiere la lente completamente constituida por plásticos transparentes, principalmente acrílico (PMMA,  $\tau \approx 92\%$ ) pero también termoplásticos policarbonatos ( $\tau \approx 85-89\%$ ) o polímeros de vinilo ( $\tau \approx 85-87\%$ ). La elección depende fundamentalmente del rango de longitudes de onda de operación, siendo el acrílico el tipo de plástico de mayor transmitancia en el rango visible y en ultravioleta. En ambientes hostiles y extremos se prefiere el policarbonato, por su alta resistencia al impacto y resistencia térmica. Por lo tanto, se podría afirmar que las lentes híbridas aúnan la alta rigidez del vidrio con ventajas que aporta el plástico respecto al vidrio: ligereza, resistencia al rayado y al impacto y capacidad de funcionamiento en exteriores, por su baja degradación y resistencia a los agentes atmosféricos. Además, la facilidad de mecanizado y moldeo del plástico facilita los procesos de fabricación de las lentes. La eficiencia óptica de las lentes Fresnel más punteras ronda el 85%.

#### PROCESOS DE FABRICACION DE LAS LENTES FRESNEL HÍBRIDAS Y CONVENCIONALES

El proceso de fabricación particular de la lente se ha ido perfeccionando con el paso de las décadas, según ha ido avanzando el desarrollo y rango de aplicaciones de las mismas. Consta de varias etapas:

- 1) Inyección de vidrio o plástico fundido en moldes.



**Figura 3.41.**Esquema y foto real de una máquina de moldeo de la lente Fresnel, molde de lente Fresnel de 1,1x1,1 m<sup>2</sup>, y foto proceso análogo de inyección y moldeo de vidrio fundido en un lente Fresnel fotográfica. Fuente: (Fresnel Solar Energy, 2016), (Google imágenes).

- 2) Prensado en caliente, para dar la forma.
- 3) Enfriamiento lento.
- 4) Corte del contorno lateral de la lente, según lente radial o lineal, y procesos de mecanizado para perfilar con detalle la forma de la lente.

La maquinaria de corte son cuchillas, punzones y fresadoras de punta de diamante. El elevado coste del diamante induce en ocasiones a buscar alternativas algo más baratas. En función de la temperatura alcanzada en el proceso de corte, la punta de diamante podrá ser sustituida por metales duros (wolframio, molibdeno) y aceros aleados. Para disminuir las temperaturas y evitar que se quemé el vidrio o plástico transparente, se aplica un chorro constante de líquido refrigerante a la zona de corte. Otros métodos de corte son el corte por láser y el corte por chorro a presión.



**Figura 3.42.**Cuchilla de diamante cortando una placa plana de vidrio a partir de un bloque de vidrio óptico (bajo en hierro). Fuente: (Youtube, 2016)



**Figura 3.43.** Taladro de diamante cortando discos de una placa plana de vidrio y rectificadora dando la forma convexa a una lente Fresnel convencional. Fuente: (Youtube, 2016)

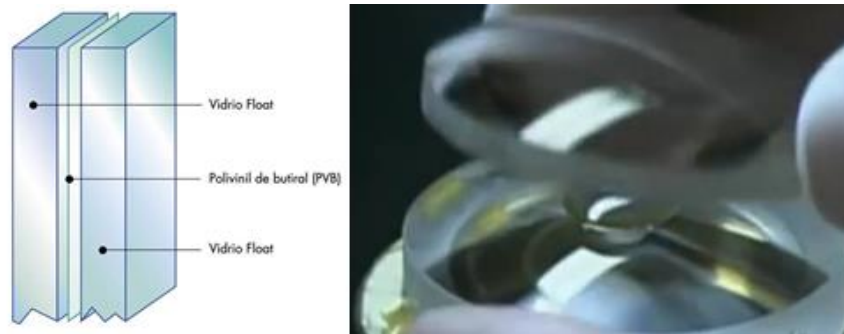
Tal y como se puede apreciar en la imágenes, la fabricación de una lente Fresnel puede partir del moldeo individual de cada lente, o del corte del contorno de la lente respecto de un bloque de vidrio óptico.

- 5) Limpieza de la lente y aplicación en caso necesario de una película protectora PVD



**Figura 3.44.** Cámara de vacío donde se aplica la capa PVD. Fuente: (Youtube, 2016) y google imágenes.

En lentes híbridas, o multilente, las capas se unen con cemento óptico, como en los vidrios laminados. Éste es butiral de polivinilo (PVB) principalmente. Puede ir mezclado con etil-vinil-acetato (EVA) y con resinas activadas por luz ultravioleta.



**Figura 3.45. Esquema vidrio laminado y foto de adhesión de dos lentes Fresnel con cemento óptico. Fuente: (Youtube, 2016) y google imágenes.**

La geometría de los sistemas de lentes Fresnel puede ser lineal plana o curvada, y radial. La siguiente figura muestra un esquema de concentrador de lentes Fresnel lineal, y dos ejemplos reales de lentes lineales curvadas y radiales, montados en módulos fotovoltaico y térmico, respectivamente.



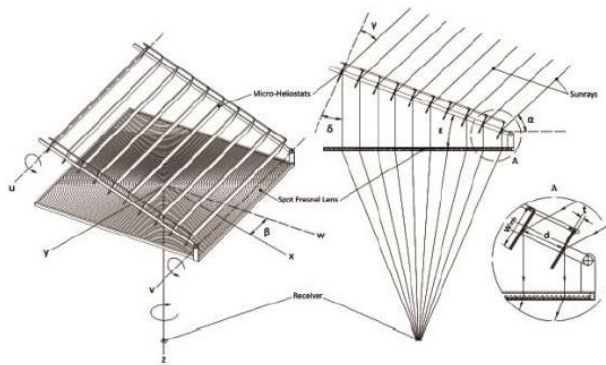
**Figura 3.46. Sistema de lentes Fresnel lineal plano, curvado y radial. Fuente: (Entech Solar, 2015), (Google imágenes).**

Como se puede comprobar, la estructura de estos sistemas es en general bastante simple. La lente se sujeta por un marco hecho de perfiles metálicos, aluminio generalmente, unida a un bastidor rectangular de barras reticuladas que pivota sobre un poste para poder seguir la trayectoria marcada por el Sol. Si incorpora sistema de seguimiento en dos ejes, éste va montado sobre un pedestal que gira en torno al eje acimutal. En módulos de lentes Fresnel lineares, en particular, a menudo se recurre a arquitectura tipo caja similares a las vistas en concentradores cilindro-parabólicos de pequeña escala, por su simpleza de diseño y modularidad, facilidad y bajo coste de construcción. La lente se fija a unos topes en los bordes del colector.

Otro concepto a nivel de diseño que puede un gran potencial de desarrollo en el futuro son los sistemas de lentes Fresnel semipasivos. Esta configuración se basa en la idea de mantener la lente Fresnel estacionaria o con movimiento de un grado de libertad girando sobre el eje vertical, añadiendo una etapa predecesora de reflexión especular y, en su caso, de concentración de la radiación sobre la propia lente, mediante la colocación de una matriz de *heliostatos* o bandas de espejo planas y estrechas. La matriz de heliostatos se monta sobre un mecanismo soporte que rastrea la posición solar mediante un movimiento de traslación o de giro. Este sistema aporta importantes ventajas respecto a un sistema de lentes Fresnel convencional. La más importante es que permite mantener la lente, un elemento que en tamaños grandes tiene un peso considerable, fija y horizontal. Esto permite simplificar el

mecanismo de accionamiento, debido al menor peso de las bandas de heliostatos, y flexibilizar los requerimientos de potencia sobre el motor eléctrico que acciona los actuadores. La segunda gran ventaja es la reducción de las cargas debidas a las ráfagas de viento lateral que inciden sobre la estructura, los espejos y la lente. Esto se consigue al mantener la lente horizontal y al establecer ciertos pasos que separan las bandas de espejo entre sí. Como consecuencia de ambas ventajas descritas, no es necesario reforzar la estructura global del colector, ni la del sistema de posicionamiento, lo cual redundaría probablemente en ahorro de material de construcción y en el coste. Sin embargo, resulta difícil de intuir la variación del coste global del conjunto, puesto que por otro lado el diseño de la estructura global del colector es más complejo, hay que añadir el coste de los espejos, y el coste y periodo de instalación se incrementa. La falta de estudios, datos experimentales y proyectos de investigación hace de este aspecto una incógnita.

Los ensayos experimentales llevados a cabo sobre modelos Fresnel semipasivos podrían esclarecer también la cuantía de la pérdida de rendimiento óptico que cabría esperarse de estos sistemas respecto de los concentradores Fresnel convencionales. La principal fuente de pérdidas ópticas adicionales en los sistemas semipasivos viene por la inclusión de una nueva etapa de reflexión de la radiación, puesto que el índice de reflexión especular de los rayos incidentes es menor al 100%, además de por la pérdida de superficie de apertura en la lente Fresnel, debido a las sombras que la matriz de heliostatos proyecta sobre ella. Asimismo, hay que tener en cuenta las pérdidas por bloqueo entre bandas de espejo consecutivas. Aunque en primera instancia este problema se soluciona con el espaciado uniforme de los heliostatos, para ángulos de inclinación por debajo o por encima de cierto umbral dicha separación no es suficiente. El bloqueo que se genera entre bandas de espejo puede ser de dos tipos: bloqueo de la radiación solar incidente por parte del heliostato adyacente y el bloqueo de la radiación reflejada hacia la lente Fresnel por el heliostato más próximo. Estas situaciones se corresponden con una inclinación de la matriz de heliostatos escasa o excesiva respecto de la óptima, respectivamente. Los puntos más críticos son el amanecer y el atardecer, así como los intervalos de tiempo cercanos al mediodía solar. Sin embargo, este inconveniente puede mitigarse en gran medida con geometría variable, es decir, incluyendo un tercer mecanismo de posicionamiento, ésta vez específico y coordinado para el conjunto de heliostatos., que conjugue su funcionamiento con el de giro de la matriz soporte. Los efectos de bloqueo típicos de estos sistemas se reducen sensiblemente en verano, cuando los rayos solares inciden más perpendiculares a la superficie horizontal, y se agravan en invierno, cuando la trayectoria llevada a cabo por el Sol a lo largo del día tiene mayor inclinación.



**Figura 3.47. Esquema de un concentrador de lente Fresnel radial semipasivo. Fuente: (Noel León, 2013).**

Se ha observado que los sistemas de lentes Fresnel requieren mantenimientos bajos, menores que en el caso de otras tecnologías. Además, la instalación es sencilla y rápida, de fácil manipulación y manejo. La interposición física del espejo en el camino de la radiación solar al receptor, con una cierta distancia entre el espejo y el foco donde se sitúa el receptor, hace accesible el espejo en caso de reparación o sustitución por rotura. Además la geometría plana del mismo facilita la limpieza del mismo y reduce las necesidades de agua.

Las lentes Fresnel tienen múltiples aplicaciones en diversos sectores industriales. Dentro de la ingeniería solar de concentración, su principal aplicación es, sin lugar a dudas, la tecnología fotovoltaica de concentración lineal, pero sobre todo puntual (concentradores CPV). Estos concentradores necesitan incorporar tras el receptor fotovoltaico un sistema de refrigeración, que puede ser pasivo, con aletas refrigeradas por aire, o bien activo, colocando un tubo por el que se hace circular un fluido térmico. En este caso, es posible aprovechar este calor sobrante en aplicaciones de baja temperatura, normalmente  $T \leq 80-90\text{ }^{\circ}\text{C}$ , convirtiéndolo en un sistema híbrido. Los sistemas fotovoltaicos lineales de pequeño y medio tamaño tienen factores de concentración  $C_g \approx 5-20$ , mientras que en los sistemas puntuales llegan actualmente hasta concentraciones próximas a 50. Concentraciones por debajo de 5 veces la radiación solar no necesitan sistemas de refrigeración, en el rango entre 5 y 10 es suficiente con sistemas pasivos de refrigeración y con factores de concentración superior a 10 se hacen necesarios sistemas de refrigeración activos.



**Figura 3.48. Prototipo concentrador solar de lentes Fresnel radial segmentado de gran escala para producción de potencia. Fuente: (IAUS, 2016)**

En tamaños grandes, predominan las lentes radiales con concentraciones de la radiación solar entre  $C_g \approx 250-650$ . Apenas existe desarrollo comercial actualmente en aplicaciones de media y alta temperatura, tan solo un número reducido de proyectos de ámbito privado, educativo o



con fines demostrativos de la tecnología de lentes Fresnel. En media temperatura, se han encontrado ejemplos de concentradores de este tipo en procesos de humidificación y deshumidificación y en cocina solar, y a temperaturas superiores en hornos solares y procesos de sinterización. Aunque en Europa no es muy común, se ha podido constatar la facilidad de adaptación de sistemas de lentes Fresnel radiales a ambientes rurales para autoabastecimiento en diversas zonas de EE.UU., América Latina y África. En la mayoría de estos casos el módulo es de fabricación propia, local y de manera artesanal. Son modelos bastante rudimentarios, compuestos en ocasiones por estructuras muy simplificadas construidas en madera.



**Figura 3.49. Horno solar con tecnología de concentración solar de lentes Fresnel radiales. Fuente: (NTKJ Co., Ltd, 2016).**



**Figura 3.50. Módulos artesanales de lentes Fresnel radiales de pequeña escala para cocina solar y fotovoltaica en EE.UU.. Fuente: (Google imágenes).**

### 3.2.2 Temperaturas altas

En ingeniería solar de concentración la terminología alta temperatura se reserva para aquellos sistemas que operan a temperaturas típicamente entre los 700-1000°C en ciclos Brayton y Stirling, siendo el receptor el elemento más crítico del diseño, ya que limita la temperatura máxima de estos sistemas. Los diseños más modernos en este aspecto permiten alcanzar registros significativamente superiores, de hasta 1400-1500°C. Estas tecnologías concentran la radiación solar en torno a un foco puntual, por lo que también son conocidas como tecnologías de recepción central, y para ello hacen uso de sistemas de seguimiento que rastrean la posición solar según dos ejes perpendiculares. Gracias a ello se consigue la máxima precisión en el enfoque, con superficies reflectantes siempre perpendiculares a la radiación solar que

mantienen ángulos de incidencia nulos, así como elevadísimos factores de concentración, del orden de 600-1000, impensables en las tecnologías de concentración lineal vistas en los apartados anteriores.

Aunque la arquitectura puntual y las altas temperaturas otorga a estos sistemas mayor complejidad técnica, tanto a nivel constructivo como problemas de resistencia de materiales, ello permite que la conversión termoeléctrica alcance eficiencias pico aproximadas de 23-30%, mientras que los sistemas de media concentración tecnológicamente más desarrollados no pasan del 18-21%.

Las tecnologías solares de alta temperatura actuales pueden ser dos:

- Torre solar
- Discos parabólicos

Hasta la fecha, sus principales aplicaciones se encuentran en la generación de potencia conectada a la red eléctrica en centrales de gran escala y en proyectos de química solar para desarrollo de combustibles de origen solar (cracking, reformado con vapor, gasificación de materiales carbonosos, reducción carbotérmica de óxidos metálicos, producción de hidrógeno mediante electrolisis con vapor a alta temperatura...), con capacidades instaladas óptimas entre los 10 MW y los 200 MW, aunque intereses en algunos sectores industriales, similares a los vistos anteriormente en tecnologías de mediana concentración, han motivado recientemente alguna exploración aislada a nivel comercial de algún diseño de disco parabólico de pequeña escala, para su aplicación a temperatura media. Sirva para de ejemplo para ello el caso de Turbocaldo.

Los requerimientos tecnológicos de estos sistemas, así como su relativamente reciente irrupción en el mercado, explican el coste superior que hasta el momento de estos sistemas respecto de sus homólogos en temperaturas medias, los concentradores CCP y tipo Fresnel. La falta de madurez tecnológica de estas tecnologías implica también mayores riesgos de inversión asociados a las mismas, lo cual se ve reflejado igualmente en el coste de manera desfavorable. Para el futuro a corto y medio plazo, los estudios realizados prevén reducciones de coste basadas en la curva de aprendizaje de estos sistemas, si bien es cierto que en este aspecto destaca el potencial de reducción de costes de las torres solares muy por encima de los sistemas de disco parabólico. Para ello, serán claves los resultados que se obtengan en el desempeño de los proyectos piloto en funcionamiento en la actualidad, junto a otros planificados a corto plazo, que demuestren la viabilidad comercial de estas tecnologías (véase el caso del proyecto de torre solar en operación actualmente en la Plataforma Solar de Almería).

### **3.2.2.1 Torre solar**

Estas centrales se caracterizan por desplegar convenientemente en el campo solar un gran número de pequeños espejos planos o ligeramente curvados llamados *heliostatos* que concentran la radiación solar en un receptor situado en el punto más elevado de una estructura de gran altura llamada torre. Por el interior del receptor, o en contacto indirecto



con él mediante un intercambiador de calor, circula el fluido térmico al que se el receptor cede la energía solar absorbida.

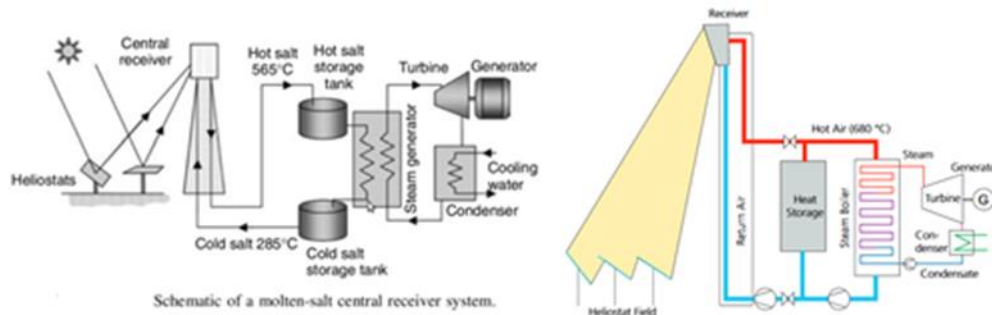


Figura 3.51. Esquema de ciclo Rankine con tecnología de torre de sales fundidas (izquierda) y de receptor volumétrico (derecha). Fuente: (Google imágenes), (DLR, 2015).

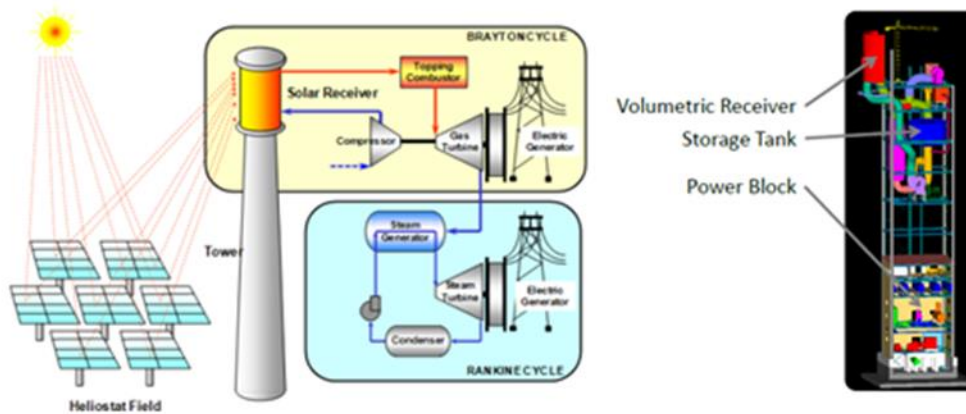


Figura 3.52. Esquema de sistema de torre integrada en ciclo combinado y dibujo de torre de turbina de gas de diseño compacto. Fuente: (Google imágenes).

Las centrales de torre pueden clasificarse bajo 4 configuraciones diferentes:

- 1) Centrales de torre de generación directa de vapor saturado a 250 °C, o planta de “caldera solar” en ciclos Rankine directos de baja temperatura o *ciclos Rankine orgánicos*
- 2) Centrales de torre de sales fundidas con almacenamiento directo en tanques de sales fundidas.
- 3) Centrales de receptor volumétrico con almacenamiento en lecho compacto
- 4) Centrales de receptor volumétrico presurizado con turbinas de gas híbridas.

Los dos primeros grupos operan en ciclos Rankine, siendo en el primer caso ciclos Rankine directos de baja temperatura (ciclos Rankine orgánicos) que producen vapor saturado a 250 °C, mientras que las centrales de torre pertenecientes al segundo grupo operan en ciclos Rankine indirectos que generan vapor sobrecalentado a temperatura aproximada 500-565 °C. En éstas el fluido térmico es sales fundidas, lo cual les permite prescindir de intercambiador de calor en su interacción con los tanques de almacenamiento. Las instalaciones comprendidas en el tercer grupo permiten actuar como fuente calorífica en ciclos Rankine, interponiendo un

intercambiador de calor entre el aire y el agua, y las integrantes del cuarto grupo se diseñan para operar en ciclos Brayton con aire como fluido térmico a temperaturas desde 800 °C a más de 1000 °C. En este caso, cabe la posibilidad de, como muestra la figura anterior, acoplar un ciclo Rankine de baja temperatura a la salida de la turbina de gas para conformar un ciclo combinado. La falta de experiencia acumulada y de viabilidad comercial demostrada, puesto que la presencia de la tecnología de torre en el mercado es aún reciente, explica la ausencia de liderazgo, por el momento, de uno de estas configuraciones sobre el resto de tipos de centrales de torre. De hecho, actualmente se están llevando a cabo, o están en funcionamiento, diversos proyectos con cada una de las configuraciones de central vistas. Las torres PS10 y PS20 de Abengoa, eSolar, o Luz Power Tower son ejemplos de generación directa de vapor; los proyectos Eureka (Abengoa) y Solar One, o los fabricantes Torresol Energy (Gemasolar) y SolarReserve, son torres de sales fundidas; las torre Jülich del Centro Aeroespacial Alemán (DLR) y los proyectos piloto de la empresa Aora Solar en PSA son centrales de receptor central volumétrico de los grupos 3 y 4, respectivamente. Instalaciones de ensayo como las de PSA (proyectos CRS y CESA-1) o DLR sirven también para probar el funcionamiento de nuevas generaciones de receptores.

El bloque de potencia y el sistema de almacenamiento térmico se suelen situar junto a la torre, para optimizar el aprovechamiento de la superficie de terreno disponible y reducir costes de infraestructura y transporte de la energía, como muestran las siguientes imágenes. En torres de receptor volumétrico, para capacidades moderadas, puede llegarse incluso a diseños compactos que integran el bloque de potencia y tanque de almacenamiento dentro de la propia estructura de la torre. La disposición del campo de heliostatos puede ser lateral, como en estas imágenes, o centralizada, es decir, con la superficie de apertura rodeando por completo la estructura de la torre.



**Figura 3.53. Vista aérea de instalaciones PS 10, PS 20 y Eureka, de I+D en tecnología de torre de diferentes alturas en la Plataforma Solúcar, en Sevilla (izq.). Vista aérea de la Plataforma Solar de Almería (PSA), propiedad de CIEMAT. Fuente: Abengoa, PSA. (PSA) (Abengoa Solar, 2015).**



**Figura 3.54. Vista aérea de la planta Gemaspark, propiedad de Torresol Energy (izquierda). Torre solar de 70kW en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de China (IEE). (derecha). Fuente: (Torresol Energy, 2015), (China.Org, 2016).**

Las torres solares cuentan con bases rectangulares o circulares, en estructuras macizas de hormigón o metálicas, o celosías tridimensionales, como la de la figura anterior. Los diseños actuales se mueven entre los 26-35 m de altura en las torres de menor tamaño, con capacidades mínimas de 70-350 kW, hasta las torres más elevadas que son capaces de alcanzar alturas cercanas a los 100 m, con capacidades instaladas del orden de decenas de MW. El receptor se encuentra alojado en lo alto de la torre para poder interceptar la radiación reflejada por los heliostatos de la forma más eficientemente posible, tratando de evitar las pérdidas de superficie reflectante por efectos de sombra y bloqueos entre heliostatos consecutivos o cercanos. Las superficies de captación, dependiendo del diseño de la torre, del tipo de receptor y de las temperaturas de operación, pueden estar restringidas en una cara de la superficie lateral de la torre, o puede incluirse, a esa misma altura, a lo largo de todo el perímetro lateral de la torre. Las torres de menor altura tienden a emplear receptores tubulares distribuidos por todas las caras de la torre para generación directa de vapor, las de media altura receptores tubulares interiores frontales con ciclos Rankine indirectos, y las torres de mayor altura receptores volumétricos.

Así pues, existen varios tipos de receptores, según sus temperaturas aplicación y el fluido térmico utilizado. En las imágenes a continuación se han recogido ejemplos de cada uno de ellos. Podrían clasificarse en dos grandes grupos, según su disposición, como receptores externos e internos. Los receptores externos pueden extenderse, como se acaba de comentar, al conjunto de las caras laterales de la torre, o solo a una cara. Consisten en paneles de tubos verticales de diámetro comprendido entre 20 mm y 56 mm, próximos unos a otros, soldándolos todos a un mismo punto en su parte más alta para concentrar el flujo de fluido térmico. Según la geometría de la torre forman paneles planos o aproximan a un cilindro. La arquitectura de este tipo de receptor y el contacto directo de los tubos con el exterior penaliza con mayores pérdidas convectivas al ambiente, temperaturas óptimas de operación menos elevadas y factores de concentración bajos dentro del rango usual de sistemas de torre. La superficie del foco puntual no se encuentra tan concentrada como en el caso de otros tipos de receptores, lo cual se traduce en varios puntos de enfoque y flujos de radiación incidente menores y algo más uniformes, pero con mayores pérdidas de factor de interceptación de la radiación, al ser una superficie de captación discontinua. Todas estas características los hacen

más aptos para su aplicación en ciclos Rankine, con vapor de agua sobrecalentado o sales fundidas como fluido térmico.

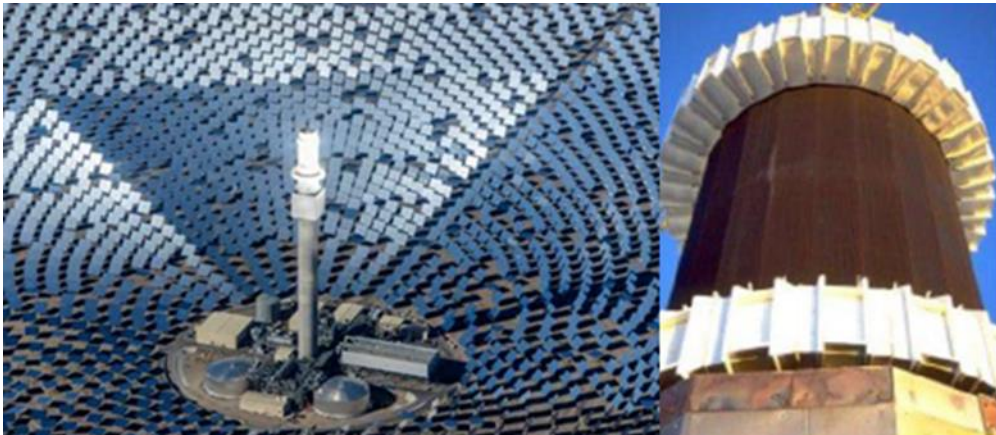


Figura 3.55. Vistas reales de receptores externos cilíndricos. Fuente: (Google imágenes).

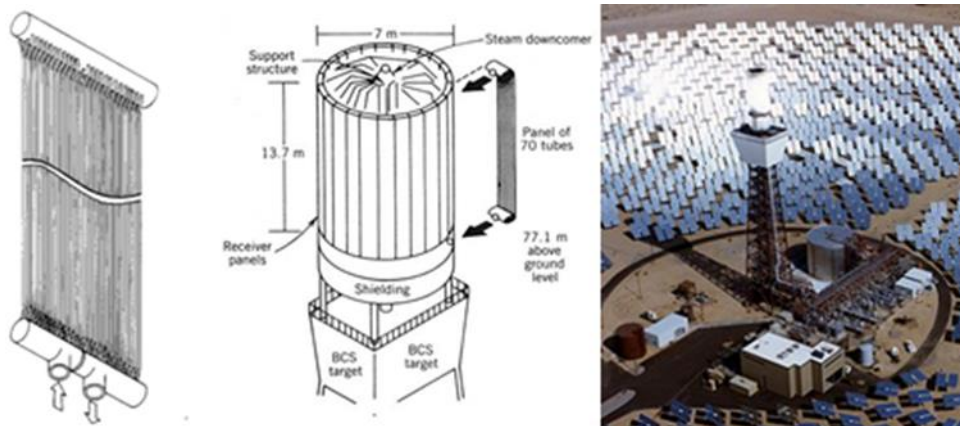
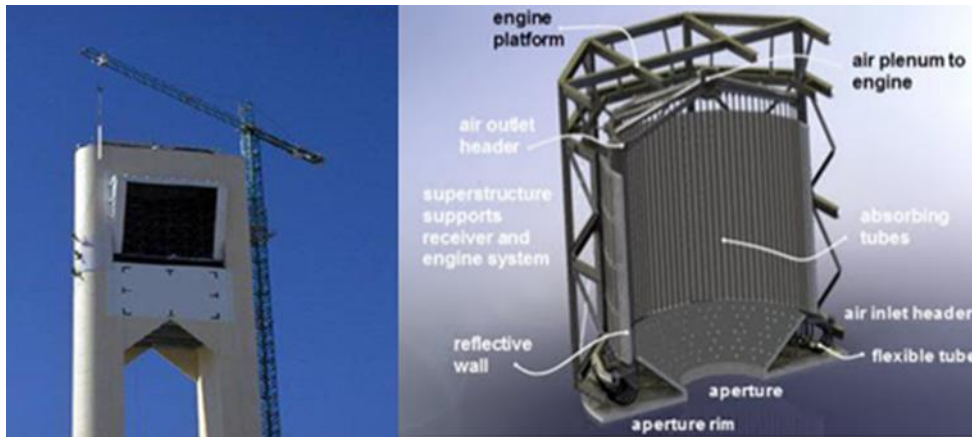


Figura 3.56. Segmento plano panel de tubos en receptor externo cilíndrico, y su inserción dentro del conjunto total de haces de tubos del receptor en la central Solar One. Fuente: (Power From the Sun, 2015), (Google imágenes), (Clifford K. Ho, 2013).

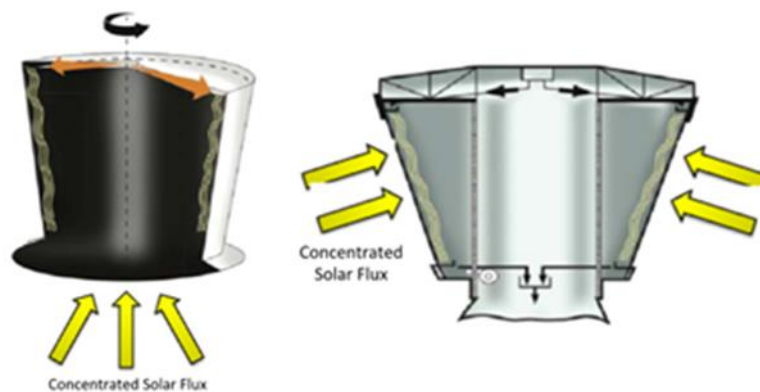
En lo referente a los receptores internos, coexisten en la actualidad dos clases, principalmente: los receptores de cavidad y los receptores volumétricos. Los primeros son, al igual que los receptores externos vistos anteriormente, receptores tubulares dispuestos en este caso en el interior de una cámara o cavidad normalmente con forma cilíndrica o cónica invertida. Están contruidos para solucionar el problema generado con las pérdidas convectivas al exterior en los tubos receptores. Según su exposición a la radiación solar concentrada, los hay de contacto directo o indirecto, esto es, si el flujo de radiación incide directamente en los tubos, o si impacta primero en la pared externa de la cavidad, transfiriendo ésta el flujo de energía en forma de calor a los tubos. Las configuraciones indirectas tienen la ventaja de evitar problemas de sobrecalentamiento y resistencia térmica de los materiales del tubo, mientras que por otro lado sufren factores de pérdidas superiores en la transmisión de la energía al fluido térmico. Se tiende a instalar un reflector secundario para mejorar el factor de interceptación sobre la superficie de apertura de la cavidad. Los receptores de cavidad manejan la ventaja de poder



ser aplicados tanto en el rango de temperaturas típicos de los ciclos Rankine con sales fundidas como a temperaturas mayores, en ciclos Brayton.

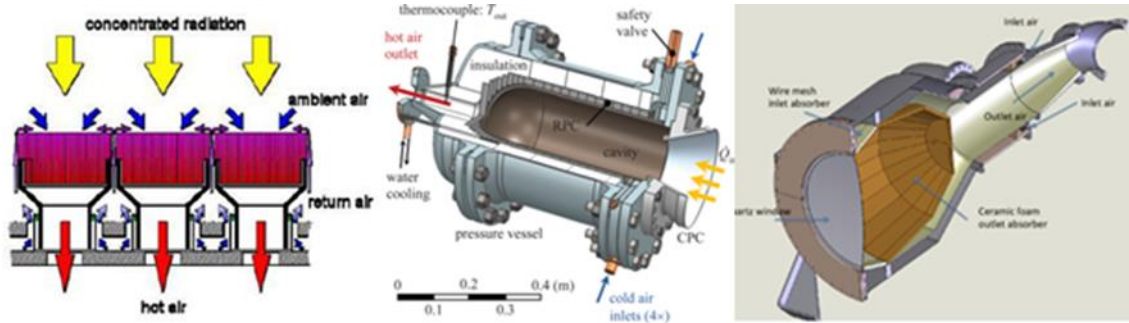


**Figura 3.57.** Foto del receptor de cavidad tubular interna instalado en la central de torre PS 10 en Solúcar, propiedad de Abengoa (izq.), e ilustración del diseño interior de un receptor de este tipo (dcha.). Fuente: (Google imágenes).



**Figura 3.58.** Receptores de torre internos de exposición directa (izquierda) e indirecta (derecha). Fuente: (Clifford K. Ho, 2013).

Los receptores volumétricos son de desarrollo aún reciente. Pueden ser de cavidad abierta o cerrada, aunque en las plantas en funcionamiento hoy en día predominan los segundos. En ellos un determinado flujo de aire presurizado circula por un tubo de alimentación, o recorriendo la pared anterior de la cavidad, para a continuación acceder al interior de la misma, donde se intercepta la radiación concentrada previamente redirigida hacia ese punto por un reflector secundario. La cavidad se construye en materiales refractarios y espumas cerámicas reticuladas y porosas, que transfieren calor por radiación, convección y conducción al flujo entrante de aire. Una ventana de vidrio de cuarzo, de baja expansión térmica y excelente resistencia a los choques térmicos, sella la cavidad en su superficie frontal, y el exterior se recubre con capas de aislamiento térmico. El receptor volumétrico se asocia a ciclos de turbina de gas y factores de concentración y temperaturas de operación más altos en energía solar de concentración.



**Figura 3.59. a) receptor volumétrico da cavidad abierta. b) receptor volumétrico de cavidad cerrada de espuma cerámica de carburo de silicio (SiC), con concentrador secundario tipo CPC a la entrada de la misma. c) receptor volumétrico cerrado sin concentrador secundario. Fuente: (Peter Poživil, 2014), (ETH Zürich, 2016), (Google imágenes).**

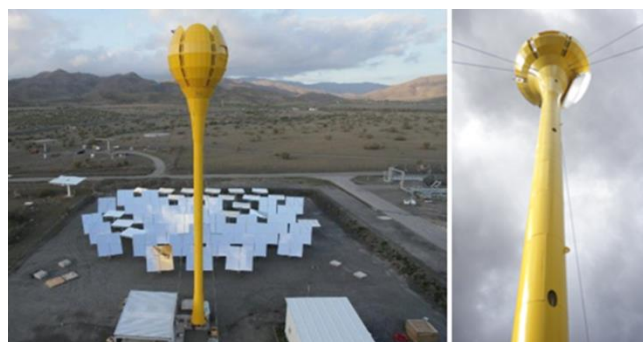
Por otra parte, la tendencia actual en la fabricación de los heliostatos es conseguir reducciones de costes y peso, a base de simplificar su estructura, y sobre todo la estructura del espejo, en la medida de lo posible. En el plano estructural se componen de celosías planas simples, en general de cerchas rectangulares o triangulares, o bien bastidores tubulares con barras paralelas a uno de los ejes del espejo, apoyadas sobre un tubo de torsión horizontal accionado directamente por el conjunto motor y engranaje reductor que gobiernan el movimiento según el ángulo de elevación. Toda la estructura del panel queda sostenida sobre un poste que gira en torno al eje vertical, según el ángulo azimutal marcado por la posición del Sol en cada momento. Los heliostatos cuentan, por tanto, con sistemas de seguimiento automático en dos ejes, con un conjunto motor-reductor independiente para cada eje. El sistema de seguimiento está, además, individualizado para cada heliostato, siendo la posición de cada uno diferente a la del resto. El control del funcionamiento de la central está centralizado e informatizado.

En lo referente a la superficie reflectante, hoy en día los heliostatos están siguiendo caminos similares a los dados en concentradores cilindro-parabólicos. Cada vez más se prefiere optar por espejos multicapa de primera superficie, con base en una capa sustrato de materiales poliméricos ligeros, para aplicar sobre ella una o varias películas finas metálicas altamente reflectantes, protegidas por películas de óxido o lacas solares que protegen de los agentes atmosféricos. Los índices de reflectividad suelen ser  $\geq 90\%$ , utilizando de manera predominante la plata como material reflectante. Estos espejos están sustituyendo a los heliostatos tradicionales basados en espejos de vidrio de segunda superficie, mucho más pesados y frágiles. La superficie de apertura total del heliostato se compone de una suma de facetas dispuestas en serie y paralelamente como se puede comprobar en la siguiente figura, que muestra una foto real de un heliostato moderno propiedad de Abengoa, el modelo ASUP 140. El dígito en su denominación marca la superficie de apertura total,  $140 \text{ m}^2$ . Queda pues, englobado dentro de los considerados como heliostatos de gran escala, que alcanzan superficie de apertura neta máxima en torno a  $150 \text{ m}^2$ .



**Figura 3.60. Heliostato ASUP 140. Fuente: Abengoa. (Abengoa Solar, 2015).**

Las plantas de torre solar se están posicionando como la tecnología de concentración solar preferida en proyectos de mayor capacidad instalada. La ventana de rentabilidad de esta tecnología se sitúa para tamaños entre las decenas de MW hasta los 200 MW. Aunque el capital necesario en la inversión inicial es muy elevado, y el riesgo financiero asociado a las torres solares aún dista de ser bajo, se están haciendo importantes progresos para cumplir con las predicciones alcanzadas por diversos estudios, que a lo largo de los últimos años vienen augurando decrementos importantes en el coste asociado a la energía producida mediante tecnología de torre. Algunas informaciones apuntan ya incluso a niveles similares a los concentradores cilindro-parabólicos, la tecnología de concentración más barata y fiable hasta la fecha. Aun contando con las mejores predicciones de reducciones de coste en el sector termoeléctrico, y dejando a un lado su supremacía en lo que a generación de potencia eléctrica de red se refiere, la tecnología de torre es difícilmente adaptable a otro tipo de aplicaciones de menor escala en ambientes industriales. Pese a ello, algunas iniciativas, como la de la empresa israelí AORA Solar, tratan de introducir en el mercado modelos de tamaño reducido, con capacidades del orden de  $100 \text{ kW}_e$ , o equivalentemente  $170 \text{ kW}_t$ , combinándolas con turbinas de gas híbridas para garantizar generación ininterrumpida.



**Figura 3.61. Torre solar de escala reducida y generación híbrida. Fuente: (AORA Solar, 2016)**

Los sistemas de torre cuentan con excelentes rendimientos de conversión de energía solar a eléctrica, tanto anual como picos de eficiencia máxima, tan solo superados ligeramente por los discos parabólicos Stirling. Pasan por ser los sistemas con mayor número de horas en funcionamiento al año, al tiempo que cuentan con una capacidad de almacenamiento muy superior al resto de sistemas de concentración, lo que les infiere una gran estabilidad de red y seguridad.

### 3.2.2.2 Discos parabólicos

El método de concentración de esta tecnología consiste en interponer un espejo con forma de paraboloide de revolución entre la radiación solar incidente y un receptor puntual. El receptor absorbente se debe colocar en el foco del concentrador, punto hacia el cual éste refleja la radiación solar incidente sobre la superficie de apertura del disco.

Los componentes principales de un módulo de disco parabólico termoeléctrico de gran escala son:

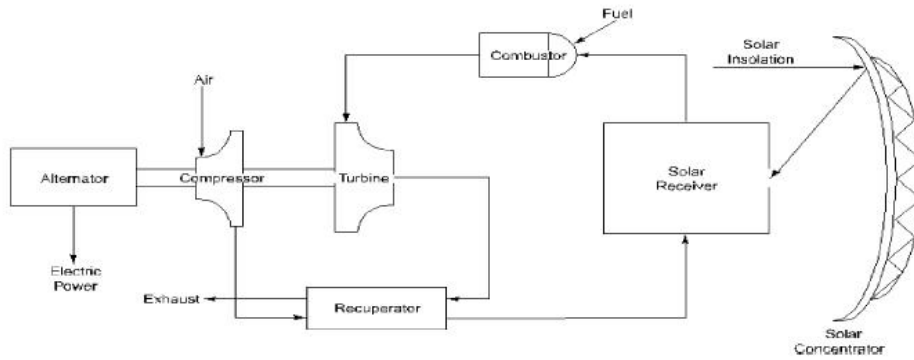
- Conjunto receptor (receptor térmico, motor o turbina de gas y generador).
- Espejo concentrador parabólico.
- Estructura de soporte y mecanismos de accionamiento.
- Sistema de seguimiento en 2 ejes.

De forma análoga a otros sistemas solares, los discos parabólicos pueden estar destinados a la generación de trabajo mecánico, o la producción eléctrica. Necesitan, por tanto, de la incorporación de un bloque de potencia al que se acople un generador. La tendencia más extendida es acoplar ambos directamente al receptor. De esta manera, en el foco del disco se monta un conjunto receptor que se compone de un receptor propiamente dicho, un motor térmico y el generador. Así, un receptor interno de cavidad se encarga de absorber y transformar la radiación solar concentrada en calor, tras lo cual el motor la convierte en trabajo mecánico y finalmente el generador la torna a energía eléctrica. El fluido térmico que circula por el interior de los tubos suele ser helio o hidrógeno, pero puede utilizarse también aire, estable a esas temperaturas. El motor es el conocido como Stirling, compacto y muy eficiente, características éstas por las que, junto con el hecho de su adaptabilidad a la aplicación de diferentes fuentes de energía y la hibridación, es preferido frente a otros tipos de motores.

Los discos parabólicos también admiten situar el bloque de potencia a distancia, transportando el fluido térmico en tuberías hacia un bloque de potencia centralizado. Sin embargo, raramente se opta por esta opción, ya que esto obliga a conectar unos módulos con otros haciendo así circular el fluido térmico por todo el campo solar, lo cual genera inconvenientes tanto técnicos como económicos por el diseño óptimo del sistema de tuberías distribución, necesidad de incluir caros sistemas de bombeo, posible aparición (según el diseño) de pérdidas ópticas por sombras de la tubería de distribución sobre el espejo y pérdidas térmicas en el transporte del fluido.

El avance en los últimos años en el desarrollo de micro-turbinas de gas de alta eficiencia permite poder acoplar ciclos Brayton a campos solares de disco parabólico. Otra opción en fase de demostración es la aplicación de ópticas concentradoras de disco parabólico en sistemas fotovoltaicos.



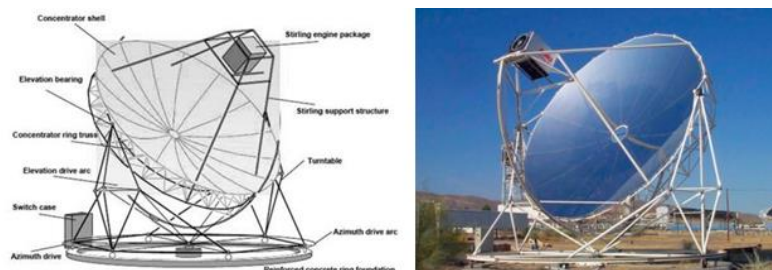


**Figura 3.62. Esquema de un ciclo Brayton con disco parabólico. Fuente: (Google imágenes).**

Los discos parabólicos pueden ser de superficie de apertura continua y discontinua. En el primer caso el espejo puede componerse de facetas curvadas unidas unas con otras, aproximando la forma paraboloide, o por una membrana de metal tensada con la forma del concentrador. En los discos discontinuos las facetas se disponen separadas entre si, e incluso pueden colocarse espejos a diferentes niveles (matriz de discos parabólicos), con lo que la aproximación al contorno paraboloide es menor. En éstos, por tanto, las pérdidas ópticas serán mayores y el factor de concentración algo menor.

El coste de fabricación de los concentradores de disco parabólico es alto, fundamentalmente por el proceso de fabricación de su estructura, el coste de transporte asociado y por el coste de su sistema de seguimiento en dos ejes. La arquitectura de los discos parabólicos los hace muy voluminosos, lo que influye negativamente en el coste del transporte. Para reducir costes asociados al transporte del espejo, es preferible construir el espejo con segmentos o facetas pequeñas y realizar el montaje in-situ. Además, el proceso de fabricación y doblado de las facetas es menos complejo y costoso que la fabricación del contorno parabólico de una única pieza.

La potencia nominal y energía requerida en un determinado periodo de tiempo y el rendimiento del disco parabólico determina el tamaño del concentrador. Los estudios llevados a cabo determinan que las reducciones de costes más significativas en discos parabólicos se alcanzan para tamaños entre 400 m<sup>2</sup> y 1000 m<sup>2</sup>. Actualmente los diseños más grandes se sitúan en torno a 15 m de diámetro, y potencias máximas de 25 kW. Las siguientes imágenes recopilan algunos ejemplos de discos parabólicos de gran escala.

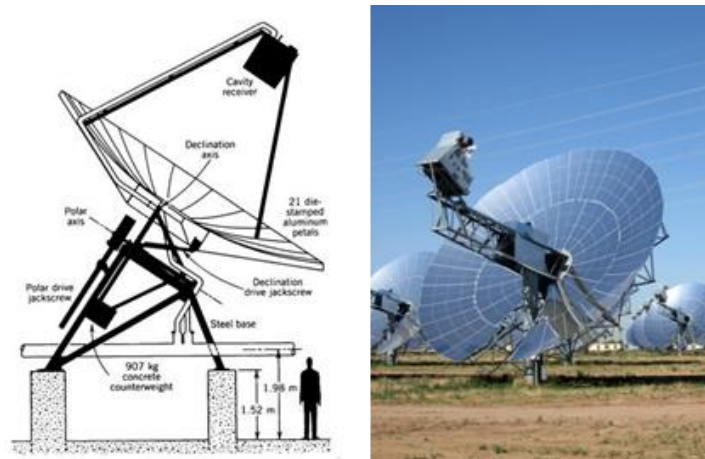


**Figura 3.63. Disco parabólico Stirling continuo, modelo EuroDish en PSA, de 10 kW. Fuente: (SBP, 2015), (Google imágenes).**



**Figura 3.64. Disco parabólico de facetas continuas de 500 m<sup>2</sup> de área de apertura, desarrollado por la Universidad Nacional de Australia (ANU) y matriz discontinua de discos parabólicos de espejos de membrana tensionada. Fuente: (ANU, 2015), (Hi-min Solar, 2016).**

Los espejos de facetas de vidrio fino (espesor <1mm) apoyan sobre una capa sustrato sostenida a su vez por una estructura en celosía tridimensional. Como se puede comprobar en las imágenes recién mostradas, existe una cierta variedad en los diseños de las estructuras de soporte, no en las celosías de soporte del espejo paraboloide, sino en las estructuras de soporte que son al mismo tiempo los mecanismos de giro de los espejos. Los diseños más clásicos están basados en gatos de tornillo (*jackscrow*) o barras telescópicas en diseños de menor tamaño, mientras que otros más modernos utilizan barras tipo arco o tipo anillo, como el modelo EuroDish. Éste, al igual que otros modelos de disco en el mercado, se asienta sobre una placa giratoria de gran diámetro con rodamientos para lograr el giro según el ángulo acimutal. Otra opción es montarlos en pedestales de menor diámetro (figura 3.65). Los mecanismos son accionados por motores eléctricos. En cuanto a la subestructura de soporte del receptor, existen diseños simples, de un único brazo de soporte o de 3 barras dispuestas simétricamente a 120°, y otros con subestructuras en celosía fijadas a la estructura principal.

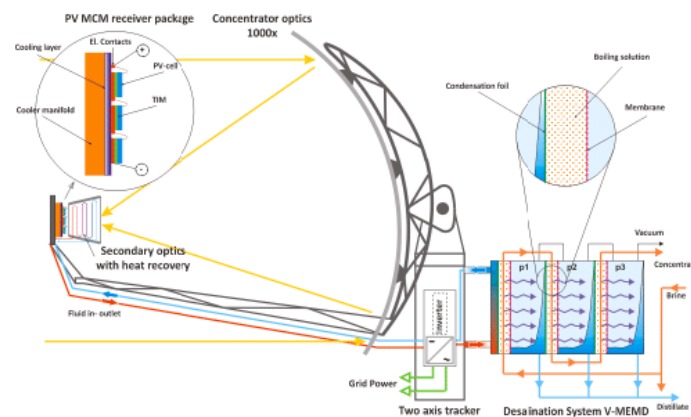


**Figura 3.65. Esquema disco parabólico con posicionamiento de gato de tornillo (izquierda) y foto de disco Solar Two. Fuente: (NREL, 2016), (Power From the Sun, 2015).**

El sistema de seguimiento debe ser en dos ejes, para seguir la posición del Sol constantemente. Ésta cambia con las horas y los días según las variaciones estacionales del Sol, por lo que el sistema de seguimiento debe de realizar ajustes según el eje polar y de la declinación.

La tecnología de concentración solar en disco Stirling es la que mejores resultados obtiene en cuanto a eficiencia, gracias a los factores de concentración de la radiación solar más altos, entre 600 y 2000, temperaturas de operación superiores al resto de tecnologías, de hasta 1500°C, y los altísimos rendimientos del motor Stirling. Su mayor aplicación es la generación termoeléctrica gestionable en grandes instalaciones. Pese a ello, su potencia unitaria (máximo 25 kW), su coste mayor que el del resto de tecnologías y la incapacidad de almacenamiento térmico de los motores Stirling suponen barreras muy rígidas que limitan casi por completo el desarrollo comercial de los discos parabólicos de gran escala.

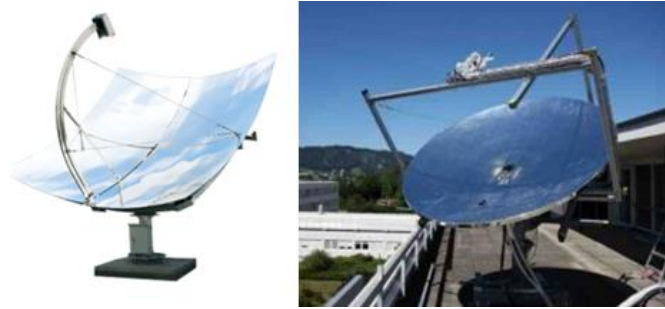
Los discos parabólicos tienen oportunidades en tecnología fotovoltaica con concentración, y en otros sectores del mercado, como es la generación distribuida en ambientes rurales o en países en vías de desarrollo con alto nivel de radiación solar anual. Así mismo, en pequeña escala, estos concentradores se han erigido como una alternativa posible en aplicaciones de cocina solar, de generación de calor a temperaturas medias entre 100-200 °C, para aplicaciones de climatización instalándolos en azoteas de edificios, e incluso para cogeneración de electricidad y producción de ACS sustituyendo el receptor térmico por uno híbrido. La aplicación de arquitectura de disco parabólico de pequeña escala a sistemas híbridos, o Combined Heat and Power systems (CHP), es por el momento muy escasa, con algunos proyectos en fase experimental y sin previsión a corto plazo de desarrollo comercial. En sistemas CHP resulta más interesante incorporar tecnologías de media concentración, especialmente concentradores lineales Fresnel (véase el como ejemplo el módulo Cogenra T14), por su menor coste.



**Figura 3.66. Concentrador de disco parabólico de gran escala para generación de energía fotovoltaica y desalinización de agua. Fuente: (Google imágenes).**



**Figura 3.67. Discos parabólicos de pequeña escala (SolSource, SK-14, Community Solar Cooker 3 SQ MT). Fuente: (Google imágenes).**



**Figura 3.68. Concentrador solar Suncore Z10 CHP e IBM HCPVT. Sistemas combinados de generación de electricidad y calor de abaja temperatura. Fuente: (Google imágenes).**

Por último, otras variante que parte de la base de la arquitectura de concentración de disco parabólico son los concentradores de cuenco solar (Solar Bowl systems). El concepto de estos concentradores solares se diferencia del disco parabólico en que el espejo, de contorno esférico o de paraboloide de revolución, es en este caso fijo, por lo que es el receptor el que debe seguir el camino marcado por el Sol. Una elevada aberración esférica impide que todos los rayos se reflejen al mismo punto, cortando al eje óptico es distintos puntos. Por este motivo montan receptores lineales. Una estructura articulada de doble brazo sujeta el receptor. Actualmente no existe desarrollo comercial de este tipo de concentradores. La validez de esta tecnología solo ha sido probada en escasos proyectos de cocina solar y suministro de calor a temperaturas en torno a los 150-200°C.



**Figura 3.69. Concentrador de cuenco solar. Fuente: (Google imágenes)**

### 3.3 Unidad receptora

La unidad receptora, o “Heat Collector Element”, como reza su designación en inglés, constituye un elemento clave para el correcto funcionamiento del captador o concentrador solar. Independientemente del tipo de tecnología de concentración que estemos tratando, el receptor tiene como función principal captar y absorber la radiación incidente procedente de los espejos en forma de haces de rayos luminosos y su transformación en un tipo de energía útil y aprovechable, al tiempo que evitar, en la medida de lo posible, las pérdidas de energía térmica al ambiente.

El flujo neto de energía térmica útil se transmite por conducción de la superficie externa del tubo a su cara interna, y desde ésta predominantemente por convección al fluido térmico

mientras que en lo referente al intercambio de energía con el exterior la transmisión de energía al ambiente está dominada por la radiación y la convección.

El objetivo del tubo absorbente es maximizar el factor de conversión de energía luminosa en energía calorífica, o dicho de otro modo, maximizar la eficiencia térmica. Para ello, es fundamental potenciar la absorción de la irradiancia sobre el tubo a temperatura ambiente y minimizar las pérdidas térmicas a temperaturas altas al ambiente. Para ello, se recurrirá al uso de diferentes técnicas y tecnologías, como reducir lo máximo posible la superficie del receptor, aplicar vacío alrededor de la superficie de absorción, añadir recubrimientos selectivos y proteger las unidades receptoras de los agentes ambientales.

En los sistemas de concentración y captación solar existen dos tipos de pérdidas de energía, las debidas a las ineficiencias ópticas y geométricas, y las pérdidas de origen térmico. Las primeras están constituidas fundamentalmente por las pérdidas producidas en la reflexión de los rayos luminosos en los espejos primarios, el factor de interceptación de los rayos reflejados sobre el receptor, la transmitancia y la absortancia del panel o carcasa cilíndrica de vidrio, que aísla el receptor térmico del exterior, y del propio tubo absorbedor, y las pérdidas ópticas originadas en los casos en que los rayos no inciden perpendicularmente sobre los espejos, sino con un determinado ángulo de incidencia. Otras pérdidas de este tipo a tener en cuenta, pero que no siempre están presentes, y que afectan al factor de interceptación, son debidas a la inclusión de espejos secundarios, lo cual introduce un nuevo factor de interceptación entre los espejos primarios y secundarios, el desalineamiento entre el receptor y los módulos, fruto de errores e imprecisiones, superiores a los valores de tolerancia, producidos durante el periodo de instalación del módulo, desviaciones respecto del contorno ideal del espejo concentrador como consecuencia de fallos durante el proceso de fabricación, o un mal posicionamiento del receptor, no coincidente con el foco puntual o lineal, según el tipo de arquitectura del que se trate, del concentrador solar.

En lo referente a las pérdidas de origen térmico, señalar que son las que se producen desde el receptor absorbedor al ambiente, y a las que se trata de limitar lo máximo posible mediante las técnicas anteriormente comentadas. El siguiente diagrama de flujo representa la incidencia de unas y otras pérdidas de energía sobre el rendimiento energético final del colector.

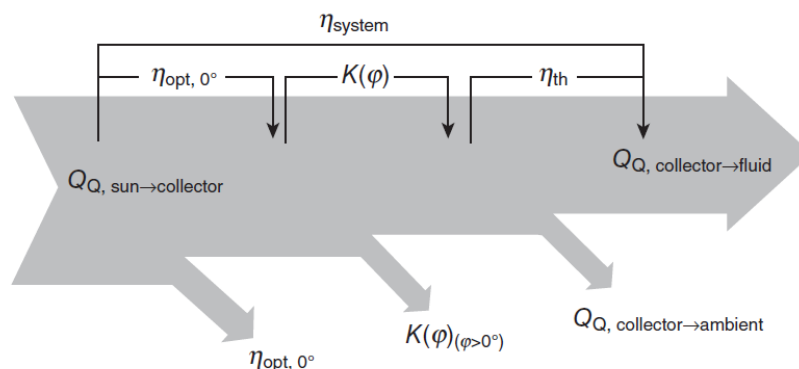


Figura 3.70. Flujo de energía en un concentrador solar. Fuente: (Keith Lovegrove, 2012).

Esta sección dedicada a la unidad receptora trata de describir y diferenciar los principales tipos de receptores presentes actualmente en el mercado, distinguiéndolos según su sistema de concentración, focal o lineal, centrándose particularmente en el caso de éstos últimos, ya que los sistemas de concentración de media temperatura con seguimiento en un eje son el tema que ocupa este proyecto. Se abordarán aspectos como la arquitectura del receptor o cavidad receptora, recubrimientos selectivos y la influencia de las pérdidas térmicas del tubo receptor al ambiente en la eficiencia térmica global del concentrador solar.

### 3.3.1 Receptor lineal

Los concentradores solares lineales concentran y recogen la radiación solar a lo largo de un eje paralelo a la longitud del módulo de colector, coincidente con el foco que corresponde a la parábola descrita por el contorno de los espejos primarios.

El receptor está constituido por el tubo absorbedor y la estructura en la que va alojado y que soporta su peso. El tubo absorbedor es, en sí mismo, semejante en todas las tecnologías o arquitecturas de concentración lineal conocidas hoy en día en el mercado, si bien es cierto que algunos tipos de concentradores suelen montar tubos absorbedores de diseño simplificado respecto de otros. El nivel de sofisticación y complejidad del diseño del tubo vendrá determinado por las exigencias físicas y mecánicas de la aplicación a la que esté destinado, fundamentalmente por la temperatura de operación, como se verá más adelante.

La tendencia creciente de persecución de costes progresivamente más bajos en las tecnologías de media y alta concentración, como respuesta a la necesidad de mejorar la competitividad de estas tecnologías frente a otras, como la fotovoltaica, supone otro factor a tener muy en cuenta en el diseño del tubo absorbedor, lo cual se traduce en que en muchas ocasiones es necesario establecer un balance para encontrar una solución de compromiso entre un coste reducido y el nivel de eficiencia térmica deseable en el rango de temperaturas de operación. Este balance entre elementos contrapuestos, suele estar especialmente presente en pequeña y media escala, y en instalaciones destinadas a aplicaciones industriales y de generación distribuida de temperatura de proceso de hasta 200-250 °C, dando lugar a varias soluciones posibles, según qué factor prevalezca sobre el otro, como se verá en el capítulo destinado a ello.

En gran escala, por el contrario, dominan las altas temperaturas, de hasta 400 °C en el caso del uso de aceites térmicos como fluido térmico, o 500 C en sales fundidas, y prima la necesidad de alcanzar rendimientos térmicos y eléctricos altos, por lo que los costes de los receptores aplicados en el mercado de producción de potencia termoeléctrica de gran escala tienden a ser superiores con respecto al mercado de pequeña y media escala, no tan exigido, en aras de la obtención de la máxima eficiencia posible.

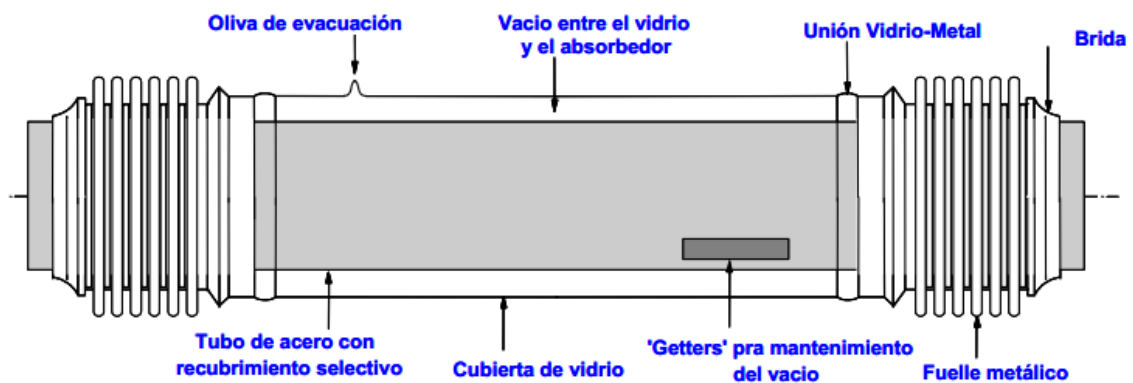
El mercado receptores térmicos lineales para aplicaciones de gran escala de media y alta temperatura se caracteriza actualmente por poseer un alto nivel de estandarización y tecnología altamente desarrollada, y por estar compuesto por un número reducido de fabricantes, empresas grandes, altamente cualificadas y bien asentadas, con unas largas trayectorias en un mercado ya bastante maduro. Precisamente dicha madurez, así como



diferentes barreras de entrada de tipo tecnológico y económico, algunas de las cuales se acaban de comentar, explican la estructuración actual del mercado de gran escala y la elevada competitividad entre fabricantes. El mercado de pequeña escala, mucho más reciente y aún poco expandido, destaca por ser mucho más difuso y menos desarrollado tecnológicamente. Una mayor flexibilidad en los requerimientos técnicos de los tubos, menor nivel de especialización y una tendencia creciente en el abaratamiento del coste son las causas de esta diversificación del mercado. En muchos casos el fabricante de la estructura del concentrador coincide con el diseñador del tubo absorbedor, hecho éste que raramente ocurre en gran escala. Menores niveles de especialización permiten la entrada en el mercado de empresas de distinta índole, compañías privadas y algunas entidades académicas, grandes firmas, pero también pequeñas y medianas empresas. En este aspecto, se podría decir que es un mercado de un mercado carácter artesanal, en contraposición con el sector de gran escala. Los resultados de la investigación llevada cabo, presentados en el capítulo 5, avalan y amplían estas conclusiones acerca del mercado de productores de receptores térmicos lineales.

### 3.3.1.1 Tubo absorbedor

El diseño del tubo absorbedor, característico de los concentradores solares de tipo cilindro-parabólico (CCP), se compone de varios elementos que cumplen diferentes funciones, como se verá a continuación.



**Figura 3.71. Representación de un tubo absorbedor típico de los concentradores lineales de media temperatura. Fuente: (Gear Solar), (Google imágenes).**

La estructura principal del tubo absorbedor consiste, como se observa en la imagen, en dos tubos concéntricos, con uniones en sus extremos para sellar el espacio entre ambos, reduciéndose así las pérdidas debidas a la convección. El tubo interior metálico es el encargado de absorber la radiación solar, y transmitir la energía calorífica al fluido térmico que fluye en su interior. Según el estudio llevado a cabo en este informe, en prácticamente la totalidad de las ocasiones el material del que conforma el tubo absorbedor es acero inoxidable de la serie AISI 300, los denominados aceros inoxidables austeníticos, principalmente de los tipos AISI 304 y 304L, por su buen comportamiento a altas temperaturas, su alta resistencia a la corrosión ante los diferentes fluidos térmicos utilizados en el mercado, su ligereza y su soldabilidad. La presencia de cromo en el acero, con contenidos de cromo entre 16-26% en masa, y la presencia minoritaria de otros metales, tales como el molibdeno, también afines al oxígeno,

forman con su reacción con el oxígeno una capa superficial que protege al hierro de la corrosión, incluso a temperaturas elevadas. Por otro lado, la presencia en la composición del acero de otros metales, como el manganeso y principalmente el níquel, le confieren y estabilizan la estructura metalográfica austenita. Los tubos absorbedores son posteriormente endurecidos por trabajo en frío, transformando la fase austenita en martensita metaestable. Partiendo de nuevo de los resultados del estudio de mercado realizado, los cuales se muestran en el capítulo 5, se observa que el espesor del tubo absorbedor está comprendido en el rango de 2 – 4 mm.

El tubo exterior concéntrico hace las veces de cubierta transparente. Su función es, por un lado contribuir a maximizar la eficiencia energética del tubo absorbedor, dejando pasar la máxima cantidad de radiación posible hacia el absorbedor metálico, al tiempo que suponer una barrera a las pérdidas térmicas convectivas directas al ambiente, y por otro, proteger a los recubrimientos selectivos que normalmente son aplicados en la superficie externa del tubo absorbedor de la acción de los agentes atmosféricos.

Las carcasas suelen estar fabricadas en vidrio de borosilicato, conocido comercialmente como Pyrex, por su bajo coeficiente de expansión térmica que le confiere una gran transparencia a la radiación solar incidente. Los resultados ofrecidos en el capítulo 5 y tabla 8.7 señalan valores de transmisividad normalmente superiores al 90%. Los modelos de tubo empleados en instalaciones de gran escala marcan valores de transmisividad del 94-97%, mientras que en sus homólogos para aplicaciones de pequeña y media escala, normalmente más asequibles económicamente, pero no tan avanzados tecnológicamente, se observan transmitancias algo inferiores, con coeficientes entre el 89% y el 92%.

La composición del vidrio de borosilicato, mayoritariamente de sílice, incorpora también óxidos de boro, silicio y aluminio, lo cual le confiere propiedades físicas y químicas superiores al vidrio común. Aun siendo un componente frágil, las cubiertas de vidrio poseen mayor resistencia al impacto y menor dilatación térmica que el vidrio común, siendo por ello menos proclives al choque térmico. Además, su menor densidad respecto del vidrio común le permite ayudar a reducir el peso del tubo absorbedor. Con el fin de cumplir con los requerimientos técnicos que se le exigen a la carcasa, es bastante común, sobre todo en aplicaciones superiores a los 300 °C, añadir un recubrimiento antirreflectante tanto en las superficies externa como interna de la cubierta de vidrio. La película adherida minimiza la reflexión de los rayos solares, por lo que favorece la transmisividad de la radiación incidente a través del cristal y hacia el tubo. Sobre este recubrimiento antirreflectante puede aplicarse también un tratamiento hidrofóbico sobre la superficie externa de la cubierta, para aumentar la resistencia del recubrimiento antirreflectante ante los agentes atmosféricos y reducir el ensuciamiento.

En la mayoría de los concentradores solares presentes en el mercado se aplica vacío en la región comprendida entre tubo y carcasa para eliminar las pérdidas por conducción y convección. Así como los tubos absorbedores se denominan aislados por incluir la carcasa externa de vidrio, dependiendo de la presencia o no de vacío en la región anular del tubo absorbedor se clasifica a los tubos absorbentes como evacuados o no evacuados, respectivamente.



Prosiguiendo con la descripción de los componentes del tubo nos encontramos con que la radiación solar directa que intercepta el tubo interior incide sobre la superficie externa de éste en lo que se ha dado en llamar el recubrimiento selectivo del tubo receptor. Al comienzo de la sección 3.3 se afirmaba que el objetivo fundamental es maximizar la eficiencia térmica del tubo receptor. En este sentido, la película selectiva depositada en la superficie externa del tubo absorbedor de metal debe poseer una absorptividad alta de la radiación incidente a temperatura ambiente, pero también una emisividad baja a temperaturas elevadas, para minimizar las pérdidas radiactivas desde el tubo hacia la carcasa de vidrio. Actualmente, los tubos receptores presentes en el mercado llegan a poseer absorptividades superiores al 95% y emisividades incluso inferiores al 9% a temperaturas de trabajo cercanas a 400 °C, como se demuestra en el capítulo 5.

Las uniones entre tubo y carcasa, y las uniones soldadas entre segmentos de tubo, completan la estructura del tubo receptor. Un fuelle situado en cada extremo del segmento de tubo fija la carcasa con el tubo interior, sellando la región intermedia, donde habitualmente se practica el vacío. A un lado del fuelle una soldadura vidrio-metal une la carcasa con el fuelle, y en el otro extremo una soldadura metal-metal une el fuelle con el tubo absorbente. La unión soldada vidrio-metal se consigue derritiendo el cristal al contacto con la pieza metálica. El vacío que protege el revestimiento selectivo del tubo se aplica una vez la región anular ha quedado aislada del exterior. Para ello, la carcasa cuenta con una pequeña abertura, la oliva de evacuación, que se conecta directamente con una bomba de vacío. Cuando ésta termina de succionar el aire en el interior, se sella el orificio, evitando la entrada de aire externo.

El *getter*, o captador de gases, es un elemento adicional que incorpora el receptor en la región anular entre tubo y carcasa para evitar la disipación del vacío con el paso del tiempo y, con ello, mantener bajo control las pérdidas térmicas convectivas. Este dispositivo es una pequeña banda, colocada generalmente en un extremo del tubo y pegada a la pared de la carcasa de vidrio, que consta de compuestos metálicos diseñados para reaccionar con las moléculas de gas mediante reacción química de absorción en la superficie de la banda. El otro mecanismo de captación del getter es mediante adsorción de partículas de gas en su superficie.

Existen dos clases de getters, realmente: los evaporables y los no evaporables. Los primeros se componen principalmente de bario y sirven para chequear el estado del tubo. Cuando lucen un tono plateado, se entiende que el tubo está en buenas condiciones, ya que se mantiene el *alto vacío*, aproximadamente  $10^{-2}$ - $10^{-3}$  atm. Sin embargo, un color plateado indicará la disipación del vacío, o *bajo vacío*, por presencia de gases libres remanentes, o la exposición directa al aire atmosférico entrante en la región anular del tubo. Por su parte, los captadores no evaporables son aleaciones de Zirconio, más o menos reactivos con gases libres como el oxígeno y el nitrógeno del aire atmosférico, H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O o moléculas de hidrocarburos gaseosos C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>. Los productos de la reacción de absorción difunden hacia el interior del getter.

El comportamiento de los getters no evaporables difiere con la temperatura y otros factores. A bajas temperaturas mejora el rendimiento de la adsorción de las partículas de H<sub>2</sub>, normalmente el gas más predominante en condiciones de disipación del vacío., al tiempo que empeora la difusión de la reacción de absorción al interior del getter. En lugar de difundir hacia el interior, la reacción de absorción se extenderá por la totalidad de la superficie de la banda.

De esta manera, la saturación de la superficie termina por arruinar la capacidad de adsorción de nuevas partículas de gas. A temperaturas de operación muy altas, próximas a 400°C, favorecen el crecimiento de un fenómeno conocido como permeabilización de H<sub>2</sub> (véase sección 4.6.1). El resultado es un aumento significativo de la concentración de H<sub>2</sub> en la región de vacío. En casos extremos es posible que la superficie de la banda sea insuficiente porque se supere la capacidad de captación máxima. La presencia de otros gases libres, como el N<sub>2</sub> del aire o gases nobles, reduce la capacidad de captación de H<sub>2</sub> de estos dispositivos.

### 3.3.1.2 Cavidad receptora

La cavidad receptora es un elemento perteneciente al conjunto receptor, que se ocupa de alojar el tubo absorbente, protegiéndolo y aislándolo del ambiente, así como de soportar su peso. Su función como cubierta, así como su geometría propician que sea conocida también como “cofre”.

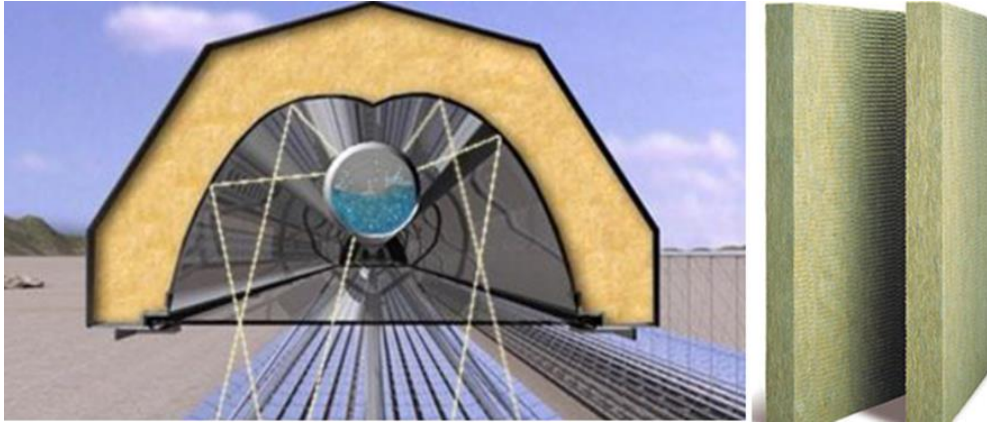
Los cofres son estructuras que, en tecnología de media concentración, utilizan casi en exclusiva los concentradores lineales tipo Fresnel, aparte de algunos diseños de lentes Fresnel. En éstos, la cavidad apoya o está sujeta por la torre lineal. En función del tipo de cofre, las configuraciones posibles de la unidad receptora comentadas en el capítulo 5, en la sección de resultados relacionados con el receptor, son las siguientes para módulos Fresnel:

- Tubo absorbente evacuado o aislado sin cavidad acoplada
- Cavidad monotubo central cerrada
- Cavidad monotubo central abierta
- Cavidad multitubo cerrada 

{	Trapezoidal
}	Rectangular

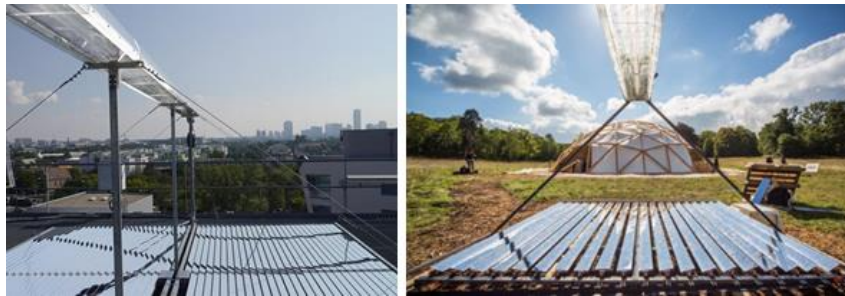
El diseño de tubo absorbente sin cubierta o cavidad acoplada es el modelo más sencillo de receptor, el mismo que se utiliza en concentradores cilindro-parabólicos.

Los diseños monotubos centralizados cerrados cuentan con un tubo metálico, generalmente de acero, encapsulado en su parte superior y laterales por unos espejos secundarios que redirigen la radiación solar proveniente de las bandas de facetas que no alcanzan el tubo absorbente de forma directa. La forma de los concentradores secundarios puede ser CPC o CCP, y están compuestas por láminas o películas finas de metal reflectante. El cofre queda sellado en su superficie inferior por una placa de vidrio plana.



**Figura 3.72. Cofre monotubo central aislado y fotografía de capa de aislante de lana de roca. Fuente: (Novatec Solar, 2015), (Google imágenes).**

El uso de concentradores secundarios aporta beneficios importantes, puesto que evita pérdidas en el factor de interceptación del tubo absorbente, y permite uniformizar los flujos energéticos al hacia el fluido térmico que circula por el interior del tubo. Por otra parte, una segunda etapa de concentración implica una nueva fuente de pérdidas, en este caso tanto ópticas como térmicas. Una pequeña parte de la radiación que alcanza los espejos secundarios es absorbida y transmitida a través de éstos, hecho que se advierte en la reflectividad del espejo  $\rho < 1$ . Si el tubo absorbente no está evacuado, tal y como suele ser habitual en esta configuración de receptor, se producen pérdidas convectivas importantes desde el tubo hacia las paredes de la cavidad. Para solucionar este problema, se recubre la superficie trasera de los espejos con un material de baja conductividad térmica, como la lana de roca (ver figura3.72). Una lámina fina metálica se coloca alrededor de la lana de roca, para protegerla de las condiciones ambientales, constituyendo la superficie externa del cofre.



**Figura 3.73. Concentrador Fresnel con cavidad semicircular cerrada en configuración monotubo central no evacuado y reflectores secundarios laterales tipo CPC (izq.) y CCP (dcha). Fuente: (Fresnex, 2015), (Google imágenes).**

Otra opción son las que se aquí se han denominado como cavidades monotubo abiertas. La diferencia principal con respecto a la anterior configuración estriba en que en este caso las técnicas de aislamiento se incluyen en el propio tubo absorbente y no en la arquitectura de la cavidad, con lo que en este caso no se fija una placa de vidrio a la cara inferior del receptor.

Por último, se describen los cofres multitubo cerrado. En ellos, un haz de tubos de menor tamaño que el tubo centralizado de diseños anteriores se extiende a lo largo de todo el ancho de la cavidad, desplazando los espejos secundarios a los extremos laterales del cofre, en lugar de envolver el tubo absorbente, como ocurría anteriormente. Dicha cavidad incluye una capa

aislante similar a la aplicada en otras configuraciones y, al ser cerrada, incluye placa de vidrio en su cara inferior.

Entre las cavidades multitubo encontramos actualmente dos variantes de diseño, según el contorno de la cavidad receptora:

- Rectangulares
- Trapecio isósceles



**Figura 3.74. Cavidad receptora multitubo cerrada con espejos secundarios CPC aislados térmicamente.**  
Fuente: (Alsolen Alcen, 2015).

### ***3.3.1.3 Recubrimientos selectivos***

Existen dos tipos de tratamientos que se aplican a la superficie de captación de los receptores solares para mejorar su coeficiente de absorción: las pinturas solares y los revestimientos selectivos. Las pinturas tienen coeficientes de absorción altos, del orden de 0,9. Sin embargo, sus emisividades son igualmente muy elevadas, con coeficientes similares a los de absorción. Esto, sumado a su rápida degradación a altas temperaturas, limita su uso a colectores solares sin concentración, o de baja concentración para aplicaciones de baja temperatura, como por ejemplo ACS, calefacción o climatización de piscinas.

Las características que diferencian a los revestimientos selectivos de las pinturas solares son, en esencia, sus bajos coeficientes de emisión de radiación a altas temperaturas, y de ahí su denominación como “selectivos”, al tiempo que mantienen coeficientes de absorción elevados en el espectro visible, y su capacidad de operación a temperaturas elevadas. La gráfica a continuación muestra la emisividad característica de un tubo Schott PTR 70, y su distribución con el aumento de temperatura. El revestimiento tipo Cermet que incorpora el tubo absorbente consigue mantener la emitancia en valores por debajo del 10% cuando el tubo está operando a 400 °C de temperatura.

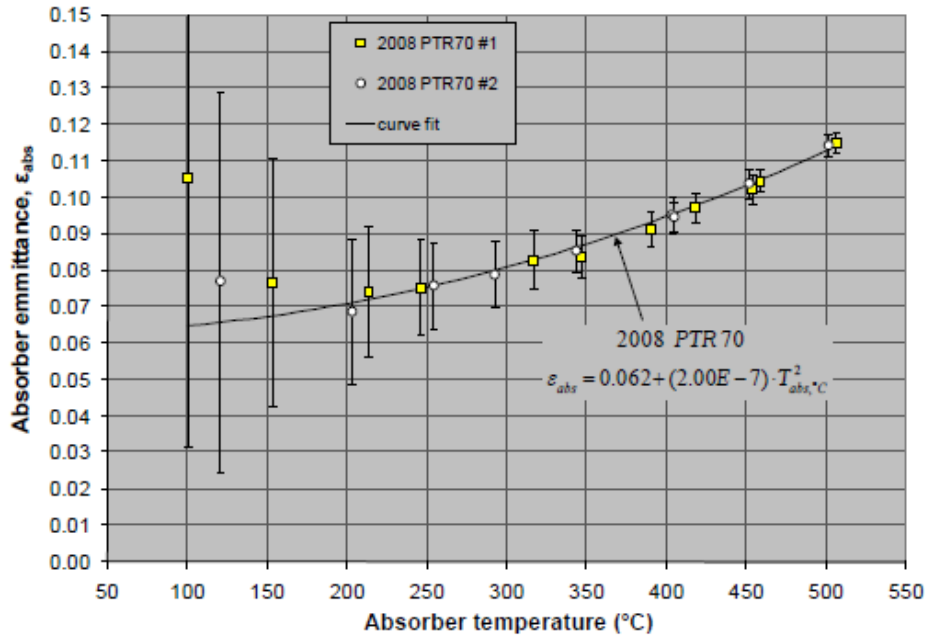


Figura 3.75. Emisividad del tubo absorbente Schott PTR 70, equipado con recubrimiento selectivo Cermet multicapa, en función de la temperatura de operación. Fuente: (F. Burkholder, 2008)

Si admitimos al tubo como un cuerpo gris, y aplicamos la ley de Kirchoff, podemos conocer la emisividad de la capa selectiva que rodea al tubo absorbente, para una determinada temperatura y longitud de onda:

$$\varepsilon(\lambda, T) = \alpha(\lambda, T) \quad [3.7]$$

Esta ecuación nos indica que necesariamente la emisividad del material selectivo será alta cuando la absorptividad del mismo también lo sea. Es esencial mantener coeficientes de emisividad reducidos a las altas temperaturas a las que opera el tubo para contrarrestar el aumento de energía emitida dado por la distribución de Planck correspondiente a cuerpo negro. De ahí que el juego que se busca con el revestimiento sea seleccionar el rango de longitudes de onda correspondiente al espectro visible,  $250 \text{ nm} \leq \lambda \leq 2500 \text{ nm}$ , y mantener su absorptividad alta dentro de ese rango, y provocar un descenso de la misma para mayores longitudes de onda, correspondientes al espectro infrarrojo  $2500 \leq \lambda \leq 50000 \text{ nm}$ , circunstancia que ocurre al aumentar la temperatura del tubo absorbente.

Por otro lado si tenemos en cuenta que el revestimiento selectivo es un material opaco, podemos concluir que el descenso de la absorptividad, y consiguientemente de la emisividad va ligado a un incremento de la reflectividad, como dicta la ecuación 3.9.

$$\tau = 0 \quad [3.8]$$

$$\alpha = 1 - \rho \quad [3.9]$$

$$\alpha + \rho + \tau = 1 \quad [3.10]$$

El punto de corte o de longitud de onda óptimo para el cambio de propiedades ópticas del revestimiento selectivo dependerá de la temperatura de operación para la que se diseña el tubo absorbente, moviéndose el corte hacia longitudes de onda inferiores cuanto mayor sea ésta, debido a la distribución de la radiación de cuerpo negro a esa temperatura. Este concepto se muestra en las figuras 3.76 y 3.77 a continuación, donde además puede apreciarse cómo los tubos absorbentes presentes en el mercado tratan de aproximarse al modelo ideal de recubrimiento selectivo.

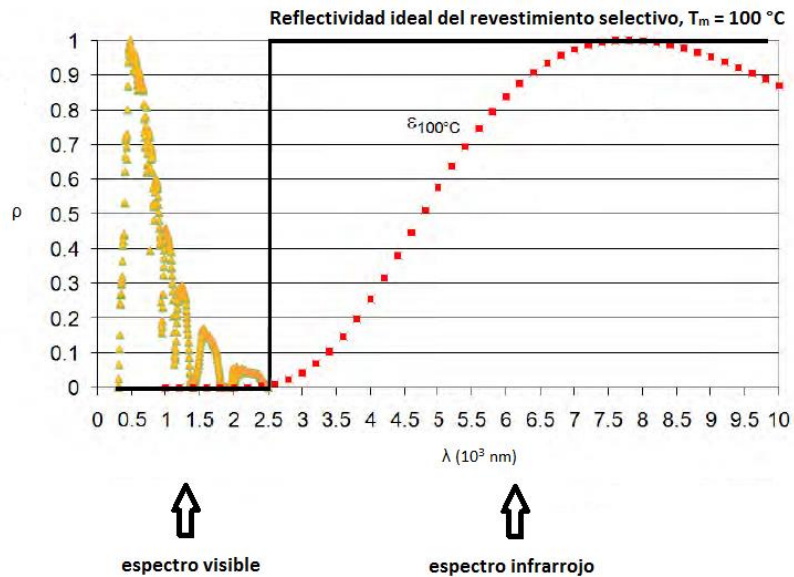


Figura 3.76. Distribución de la radiación solar incidente y distribución de Planck de cuerpo negro para diferentes temperaturas. Fuente: (Google imágenes).

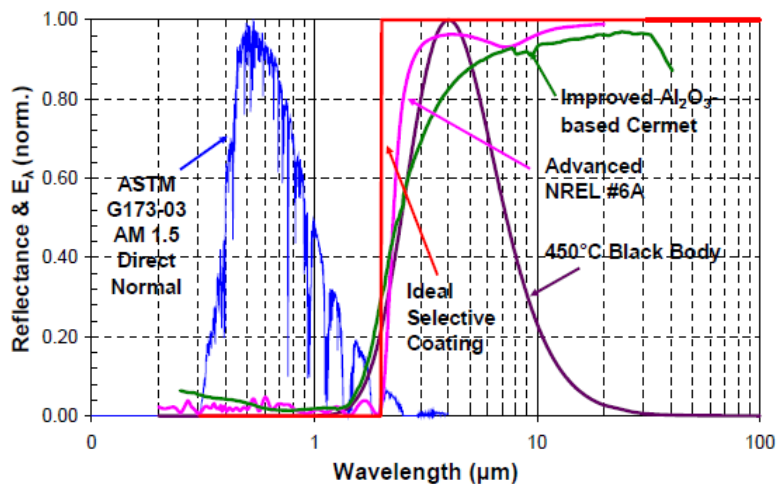


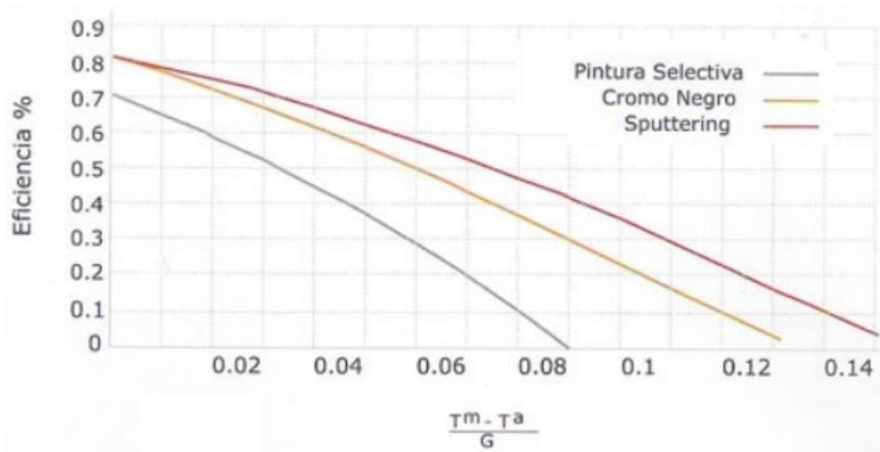
Figura 3.77. Aproximaciones de revestimientos selectivos reales al modelo ideal. Fuente: (Kennedy, 2008).

La siguiente imagen muestra el efecto sobre la eficiencia térmica de un captador solar plano de varios tipos de revestimientos posibles. Por un lado podemos observar cómo, debido a su alta emisividad, la pintura solar ofrece unos rendimientos mucho más pobres que los llamados



revestimientos selectivos. El salto de prestaciones entre un tipo de recubrimiento y otro crece considerablemente cuando la temperatura de operación del colector aumenta.

Por otra parte, la gráfica aporta una muestra representativa de tipos de revestimientos selectivos presentes en el mercado, como son los basados en cromo negro monocapa y los recubrimientos multicapa aplicados por pulverización catódica. Ambos se introducirán a continuación. Sin embargo, una primera comparativa entre ambos sirve para extraer una conclusión importante: el aumento del número de capas contribuye a mejorar las prestaciones del revestimiento selectivo global. Para que el fluido térmico consiga extraer la máxima cantidad de energía calorífica posible del captador solar, interesa que el decremento de la absorptividad del material, o dicho de otra forma, el incremento de su reflectividad, sea lo más rápido posible. En el caso de revestimientos multicapa, se producen reflexiones sucesivas entre superficies de capas consecutivas. Esto provoca un incremento de la pendiente positiva de la curva de reflectividad con el número de capas selectivas adicionales y, por tanto, un descenso más acusado de la absorptividad y de la emisividad.



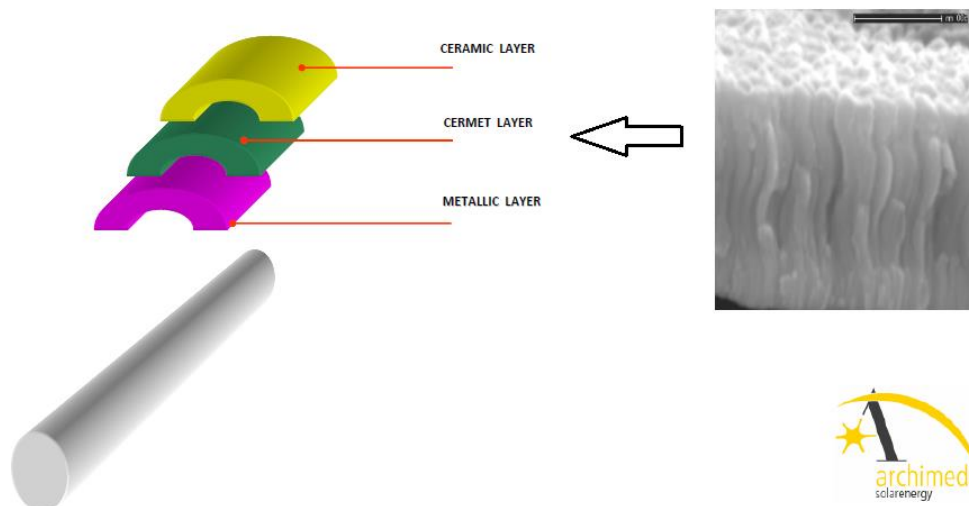
**Figura 3.78. Rendimiento de captador solar plano en función del revestimiento aplicado a la superficie de captación. Fuente: (Google imágenes).**

Diferentes estudios llevados a cabo muestran la amplia variedad de soluciones comerciales en lo que a recubrimientos selectivos se refiere. La investigación llevada a cabo en el presente informe permite hacer una clasificación general en función de ciertos parámetros, como su rendimiento, su rango de temperaturas de aplicación, su estructura monocapa o multicapa, su durabilidad y, por supuesto, su coste. Los materiales selectivos en los que hoy en día se basa el mercado son Cr, Ni, Co y diferentes óxidos metálicos, entre los que destacan los óxidos de aluminio y de titanio. Un primer grupo de recubrimientos selectivos son aquellos monocapa, compuestos por películas delgadas de materiales propiamente selectivos, como es el Cr, Ni o Co negro. Presentan buen rendimiento a temperaturas no superiores a 220-250 °C, y su principal ventaja es su bajo coste. A temperaturas superiores a las mencionadas se degradan rápidamente y su rendimiento cae, al aumentar notablemente su emisión radiactiva. Los recubrimientos de Cr y Ni negro encuentran una gran aceptación entre fabricantes especializados en modelos CCP de pequeño tamaño para aplicaciones industriales, en concentradores FMSC, en concentradores tipo Fresnel tradicionales que generan potencia termoeléctrica operando a 250 °C y en captadores de lentes Fresnel lineales.

La búsqueda de temperaturas de operación en gran escala de 400 °C, o incluso superiores, ha provocado la difusión en el mercado de otro tipo de revestimientos selectivos, esta vez multicapa, basados en óxidos metálicos, predominando los óxidos de Al y Ti. Estos recubrimientos se basan en reflexiones sucesivas múltiples entre diferentes capas para acabar absorbiendo la radiación incidente, alcanzando absorptividades de hasta el 96%, y emisividades cada vez menores, situándose los más novedosos en tasas por debajo del 10% a 400 °C. Además, son materiales menos contaminantes que el cromo o níquel negro, lo cual limita el perjuicio provocado al medioambiente en caso de fuga o rotura de las carcasas de vidrio. En contraposición con su alto rendimiento, su coste y complejidad de fabricación es superior al característico de los revestimientos descritos anteriormente, y requieren de tubos absorbentes de vacío, puesto que estos compuestos se degradan al contacto con aire a altas temperaturas.

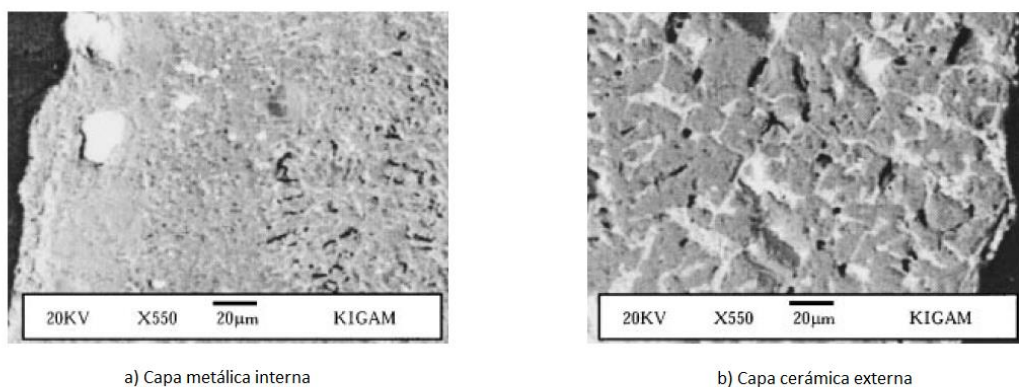
Los revestimientos a los que nos estamos refiriendo en esta ocasión son los denominados "Cermets". Se componen de la combinación de nano-partículas y/o finas capas metálicas, (generalmente partículas de Ni, V, Cr, Co, Cu, Mo, Ag, Si y W) altamente reflectantes en el espectro infrarrojo, sumidas en una matriz o una estructura de capas de material cerámico dieléctrico antirreflectantes. La capa formada enteramente por metales como el molibdeno o cobre, altamente reflectantes a altas temperaturas se sitúa en la superficie interna del revestimiento, en contacto con el tubo absorbente de acero. Tras ella, se colocan sucesivas capas intermedias Cermet con contenido variable de partículas metálicas en su interior, más elevado en las capas internas y descendiente de forma gradual hacia las externas. En estas capas Cermet, las nano-partículas metálicas dispersan la radiación solar incidente de pequeña longitud de onda, la cual es absorbida por la matriz dieléctrica, y reflejan la radiación térmica infrarroja emitida por el tubo. Por su parte, el compuesto cerámico formado por óxidos metálicos, principalmente alúmina y óxidos de titanio o silicio, es antirreflectante a la radiación solar incidente. Por último, la capa externa es puramente cerámica, y su función es actuar de barrera antirreflectante a la radiación solar. La combinación de capas Cermet permite ajustar las propiedades ópticas selectivas al rango de temperaturas de operación del concentrador solar, a través de parámetros como el grosor de las capas, el tamaño de las partículas metálicas y su porcentaje en volumen en la matriz cerámica. La siguiente ilustración, figura 3.79, correspondiente a las series de tubos HCEMS, HEOI y HCEHS de Archimede para aplicación con sales fundidas, aceite térmico y en generación directa de vapor, respectivamente, muestra la disposición de las distintas capas en un revestimiento tipo Cermet. A su vez, la imagen a la derecha muestra la morfología ampliada de la microestructura multicapa.





**Figura 3.79. Representación de aplicación de revestimiento tipo Cermet sobre tubo. Absorbente (izq.). Morfología ampliada de un revestimiento multicapa Cermet de 0,5 μm de grosor (cha.). Fuente: (Archimede).**

La microestructura de las capas externas cerámicas contrasta con las capas internas del revestimiento. De micrografías como la mostrada en la figura anterior, o las que se presentan en la figura 3.80, puede intuirse la evolución de unas a otras. Mientras que las capas metálicas forman superficies compactas y lisas, a medida que el contenido en volumen de material cerámico crece, lo hace también porosidad y la rugosidad. Esta porosidad, que se vislumbra como las zonas oscuras en las fotografías dadas, favorece, como se comentó anteriormente, la degradación de este tipo de revestimientos a altas temperaturas al estar en contacto con el aire y, por tanto, la necesidad de aplicación de vacío entre el tubo absorbente y la carcasa externa de vidrio.



**Figura 3.80. Microestructura revestimiento tipo Cermet. a) Capa interna metálica reflectante en el espectro infrarrojo. b) Micrografía de la capa cerámica externa. Fuente: (Jaeryeong Lee M. H., 2007).**

### 3.4 Sistemas de seguimiento, accionamiento y control.

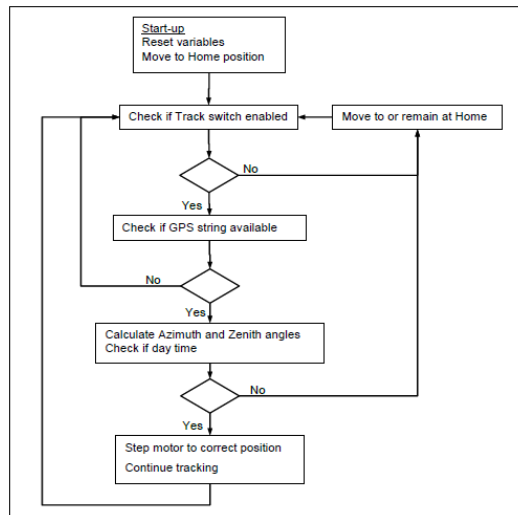
El sistema de seguimiento es el dispositivo que posiciona u orienta el captador solar de cara a la radiación solar incidente, con el objetivo de captar la mayor cantidad de energía posible de la manera más eficiente. El sistema de seguimiento engloba realmente 3 subsistemas: el sistema de seguimiento, propiamente dicho, el sistema de accionamiento y el sistema de control.

El sistema de seguimiento permite al captador solar seguir la posición aparente del Sol, desde el momento en que amanece hasta la puesta del Sol. Siendo precisos, en el momento en que sale el Sol los registros de irradiación son muy bajos. Según la altura solar va aumentando, la irradiación crece hasta llegar a unos registros mínimos aprovechables. Es a partir de éste momento cuando el sistema acciona el giro en los captadores solares para mantener el área de apertura perpendicular al haz de rayos incidente, manteniendo el seguimiento constante, o a intervalos lo más continuos de tiempo posible, hasta el final del día.

Los sistemas de seguimiento pueden ser en un eje o en 2 ejes. Evidentemente, la valía fundamental de los sistemas de dos ejes está en que mantienen el plano que contiene el área de apertura perfectamente frontal a la irradiación  $G_b$ . Dicho de otro modo, mantienen nulo el ángulo de incidencia, con lo que evitan las pérdidas ópticas derivadas del mismo. En cambio, los sistemas de seguimiento en un eje se resignan a contener un cierto ángulo de incidencia  $\theta$  (ver apartado 4.1.2.2). Para maximizar la producción anual, y cuando interesa obtener buenas productividades estacionales en verano, los sistemas lineales de seguimiento en un eje se posicionan colocando el eje del módulo según orientación norte-sur. En sistemas donde interesa una productividad más constante, se elige orientación según eje este-oeste. Los sistemas de seguimiento en dos ejes son de uso imperativo en sistemas de alta concentración con focos puntuales (torres solares y discos parabólicos), mientras en que sistemas termosolares de media temperatura, como viene reflejado en los resultados de la sección 5.3.2.4, los sistemas de seguimiento en un eje dominan sobre los de 2 ejes.

Los métodos de seguimiento son dos: seguimiento astronómico y sensores solares. El primero de estos sistemas basa el posicionamiento de los espejos o lentes según el cálculo de las coordenadas astronómicas de la posición solar en cada momento, es decir, en el tiempo solar aparente o en la coordenada acimutal del Sol. Las expresiones que permiten la obtención de estos parámetros se muestran en la sección 4.1.2.1. Así pues, dentro de los sistemas astronómicos de seguimiento en un eje podemos distinguir los de seguimiento polar, azimutal y horizontal. En los dos primeros, la superficie de apertura se inclina un ángulo coincidente con la latitud. En el caso de los sistemas polares, se sigue en todo momento al meridiano terrestre que contiene al Sol, siendo la velocidad de giro, por tanto, la del giro de la Tierra en torno a su eje. Mientras tanto, en el segundo caso la velocidad de giro es variable a lo largo del día, según la estimación del ángulo acimutal dado en la sección 4.1.2.1. Los sistemas horizontales, por el contrario, no contemplan inclinar los captadores solares, y tratan de seguir al Sol con velocidad constante, de nuevo de la de giro de la Tierra,  $15^\circ/h$ .

Evidentemente, la sofisticación del diseño del algoritmo astronómico influirá en la precisión del seguimiento, y por ende, en la eficiencia final del sistema. Sin embargo, los sistemas más complejos aumentan el coste económico del seguimiento.



**Figura 3.81. Ejemplo de un algoritmo de rastreo simple. Fuente: (Walker, 2013)**

El otro modo de seguimiento es mediante sensores solares que midan la radiación solar directa incidente,  $G_b$ . Estos sistemas son, en principio más efectivos que los sistemas astronómicos, puesto que miden la irradiación real en cada instante, pero tienen el inconveniente de que son bastante más caros. Por tanto, es de suponer que merecerá la pena su uso en instalaciones de mayor tamaño y en concentradores solares de operación a temperaturas más altas. La medición realizada por el sensor permite indicar el posicionamiento ideal, que se compara con el actual del captador. El sistema de control es el que gobierna este proceso y emite la orden al motor de accionamiento. Para medir la posición del captador solar se utilizan sensores de posición e inclinación (inclinómetros).

Hay dos clases de sensores solares, los que miden la radiación solar directa,  $G_b$ , y los que miden la radiación solar global. Se denominan pirheliómetros y piranómetros, respectivamente. Además, a los piranómetros se les puede añadir arcos o bandas de sombra para protegerlos de la radiación solar directa, de manera que miden así la radiación solar difusa.

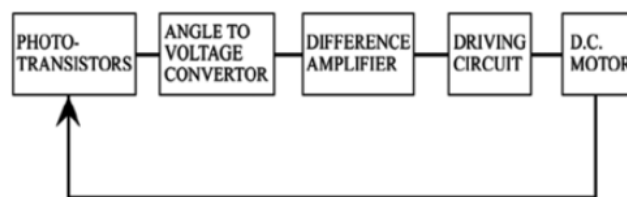


**Figura 3.82. Sensores solares: pirheliómetro (izq.) y piranómetro (centro) y piranómetro con banda solar (dcha.). Fuente: (Google imágenes), (CENER, 2016), (SLT Instruments, 2016).**

Una tercera vía, que se está poniendo de moda en los sistemas de captación solar de nueva factura, es combinar los dos sistemas de seguimiento vistos en sistemas híbridos. Esto significa

que el seguimiento se realiza mediante sensores solares (pirheliómetro) mientras que el día es soleado, y para evitar que el sistema deje de seguir al Sol cuando éste es tapado por nubes en periodos transitorios de falta de  $G_b$ , es decir, para evitar desenfoques, el sistema de seguimiento sigue accionando el giro del captador a una velocidad determinada por la estimación astronómica de la posición aparente del Sol.

Como se acaba de introducir, los sistemas de control tienen como función principal dirigir el funcionamiento de la instalación. Básicamente, la función de este dispositivo es interceptar la señal creada por los sensores de posición del captador solar y, por otro lado, la señal aportada por el cálculo astronómico de la posición del Sol o la medida real dada por los sensores solares, y generar una señal de salida, convertida en un estímulo electrónico, a través del cual se manda la orden al motor de accionamiento del captador o conjunto SCA. El análisis de los módulos estudiados refleja que se aplican sistemas de control en lazo abierto y cerrado, es decir, sin o con señal de retroalimentación. Los segundos, basados en algoritmos de control PID (Proporcional Integrativo y Derivativo) permiten utilizar la propia señal de salida del sistema (el posicionamiento mediante el ángulo de incidencia  $\theta$  o la temperatura del fluido en el módulo) para lograr un mejor control del sistema, más preciso y estable ante fluctuaciones. Como suele ocurrir, los sistemas más precisos van unidos a una mayor complejidad del sistema, y un coste elevado.



**Figura 3.83. Ejemplo de sistema de control en bucle cerrado. Fuente: (Muhyiddine Jradi, 2012).**

Los sistemas de control centralizados de funcionamiento de la instalación termosolar suelen tomar como parámetro de control la temperatura de funcionamiento, o una temperatura de referencia, y el flujo volumétrico impulsado por la bomba del circuito primario.

Por su parte los sistemas de accionamiento constituyen el brazo ejecutor del giro del captador. Según la forma de transmisión del par de torsión, los sistemas pueden ser mecánicos (mecanismos y engranajes), neumáticos e hidráulicos, según los resultados presentados en este estudio en el apartado 5.3.2.4. En dicha sección se analizará con mayor exactitud las configuraciones de estos sistemas.

## 4 Modelado de sistemas de media temperatura.

Este capítulo aborda un análisis de los sistemas solares de media concentración desde un punto de vista técnico, que explique la manera de cuantificar el rendimiento energético en estos sistemas. Se parte de conceptos básicos que sitúen al lector acerca del Sol como fuente de energía utilizada por los módulos para continuar dando una visión de conjunto de parámetros clave que caracterizan el funcionamiento de los mismos.

## 4.1 Conceptos teóricos previos

### 4.1.1 Radiación solar.

La radiación solar es el flujo de energía emitida por el Sol en forma de ondas electromagnéticas a diferentes longitudes de onda.

El Sol es una esfera de gases calientes de diámetro  $1,39 \cdot 10^9$  m que, de media, se encuentra a  $1,5 \cdot 10^{11}$  m de la Tierra. La energía por la reacción de fusión de los gases en su interior se transfiere hasta el exterior de la corona solar y se radia hacia el espacio.

A pesar de la fluctuación en la distancia entre la Tierra y el Sol, introducida por la excentricidad de la Tierra, la intensidad de la radiación solar que alcanza el exterior de la atmósfera terrestre es aproximadamente constante. Varios estudios a lo largo de la segunda mitad del siglo XX trataron de esclarecer el valor de esta constante, hallando diferentes valores acotados entre  $1322 \text{ W/m}^2$  y  $1395 \text{ W/m}^2$ . Finalmente, el Centro Mundial de Radiación (*World Radiation Centre*, o *WRC*) dio oficialidad en 1982 a los resultados obtenidos por Duncan *et al.*, adjudicando un valor medio a la constante solar  $G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$ , admitiendo un 1% de incertidumbre, basado en la distancia media entre el Sol y la Tierra de  $1,495 \cdot 10^{11}$  m.

Sin embargo, el valor de la radiación extraterrestre cuando alcanza la superficie terrestre no es constante. La principal razón es la variación estacional de la distancia entre los dos astros, aunque también se debe a la propia variación existente en la energía emitida por el Sol. Según recogen publicaciones de autores como (John A. Duffie, 2013)], la variación según el día  $n$  del año de la radiación normal en el exterior de la superficie terrestre ( $G_{on}$ ) puede obtenerse en un alto grado de aproximación mediante la expresión dada en la *ecuación 4.1*.

$$G_{on} = G_{sc} \cdot \left( 1 + 0,033 \cdot \cos \left( \frac{360 \cdot n}{365} \right) \right) \quad [4.1]$$

Para mayor exactitud se puede recurrir a la expresión dada por Spencer (Spencer, 1971) en los setenta (*ecuación 4.2*)

$$G_{on} = G_{sc} \cdot (1,000110 + 0,034221 \cdot \cos B + 0,001280 \cdot \sin B + 0,000719 \cdot \cos 2B + 0,000077 \cdot \sin 2B) \quad [4.2]$$

Donde el coeficiente B es:

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad [4.3]$$

Respecto de la irradiación extraterrestre que alcanza la Tierra, una parte de ella no llega a alcanzar la superficie de la misma, debido a diversos fenómenos de dispersión al atravesar la atmósfera. De hecho, incluso en días soleados, tan solo llega hasta nosotros un máximo de un 70% de ella. Se denomina irradiancia solar a la energía proveniente del Sol incidente en una superficie en la unidad de tiempo. Su unidad de medida es, por tanto,  $\text{W/m}^2$ . Existen varias clases de irradiancia, debido a la interacción y los efectos de la atmósfera sobre los rayos solares a su paso por la misma, denominadas como directa, difusa y global.

La irradiancia solar directa ( $G_b$ ) corresponde a los rayos solares que viajan hasta la superficie de la Tierra en línea recta. Cuando la superficie sobre la que inciden está situada en un plano perpendicular a la línea descrita por el haz luminoso, se especifica como radiación solar directa normal. Por su parte, la irradiancia difusa ( $G_d$ ) es la componente de la energía radiada del Sol que alcanza la superficie terrestre sin una dirección definida, consecuencia de sucesivos fenómenos de reflexión, absorción y difusión al entrar en contacto con el ozono, nubes, vapor de agua,  $\text{CO}_2$  presente en la atmósfera o partículas en suspensión (polvo, contaminantes,...) que la dispersan en múltiples direcciones. A éstas hay que sumar el albedo o radiación solar reflejada por la superficie terrestre y objetos a nivel del suelo, que en media se considera un 37-39% del total de la radiación solar que alcanza la Tierra. La irradiancia global ( $G_{tot}$ ), por tanto, se entiende como la suma de las anteriores.

$$G_{tot} = G_b + G_d \quad [4.4]$$

Si tenemos en cuenta que lo dicho acerca de la procedencia de la radiación solar difusa:

$$G_d = G_{d,sol} + G_{d,alb} \quad [4.5]$$

Por tanto, lo correcto es lo siguiente:

$$G_{tot} = G_b + G_{d,sol} + G_{d,alb} \quad [4.6]$$

Según la bibliografía, en días soleados la componente directa de la radiación solar puede llegar hasta el 85% de la irradiancia global, mientras que en días nublados gran parte de ésta es bloqueada, provocando sombras y predominio de radiación difusa. Puesto que en ingeniería solar de concentración se da la circunstancia de que sólo se puede aprovechar la radiación solar directa, se entiende que las localizaciones más propicias se encuentran en latitudes con altos niveles de irradiancia global y directa anual, elevado número de horas de luz diarias, y bajos índices de nubosidad y precipitaciones. Además, hay que tener en cuenta que el porcentaje de radiación difusa crece cuanto más cerca se encuentra el Sol de la línea del horizonte. Por tanto, su importancia crece en latitudes altas, en invierno y en horas cercanas a la salida y puesta de Sol.

Así pues, los niveles máximos de irradiación solar que se alcanzan a nivel de suelo se recogen en bases de datos solares, conformando las familias históricas de datos en cada región. Esta información es procesada y tratada por la estadística para determinar las localizaciones más propicias para ubicar centrales solares térmicas. En este sentido, los mapas elaborados de niveles de radiación solar resultan ser herramientas muy útiles. La figura 4.1 es un mapa que muestra la irradiación normal media anual en la superficie terrestre, medida en  $\text{kWh/m}^2\cdot\text{año}$ , elaborada por el programa *Surface meteorology and Solar Energy* de la NASA (NASA, 2016). Estos mapas sirven de referencia a organizaciones gubernamentales, centros y proyectos de investigación como DLR o el proyecto REACCESS (*Risk of Energy Availability: Common Corridors for Europe Supply Security*), recogido en el portal electrónico del Servicio de Información Comunitario sobre Investigación y Desarrollo (CORDIS, 2016), o CORDIS según sus siglas en inglés, de la Comisión Europea; sitios web de afán divulgativo como (CSP World, 2015) o empresas operadoras en el sector, para la planificación de sus proyectos.

A la vista de mapas como el de la figura 4.1, queda claro que las mejores localizaciones son la región MENA, la zona suroeste de América del Norte, el sur de África, sur de Asia y Australia. España, con niveles de radiación normal directa anual entre 1600-2300 kWh/m<sup>2</sup>·año, posee, en especial la mitad sur del país, una ubicación razonablemente buena para explotaciones de tipo solar, debido a su proximidad con el norte de África.

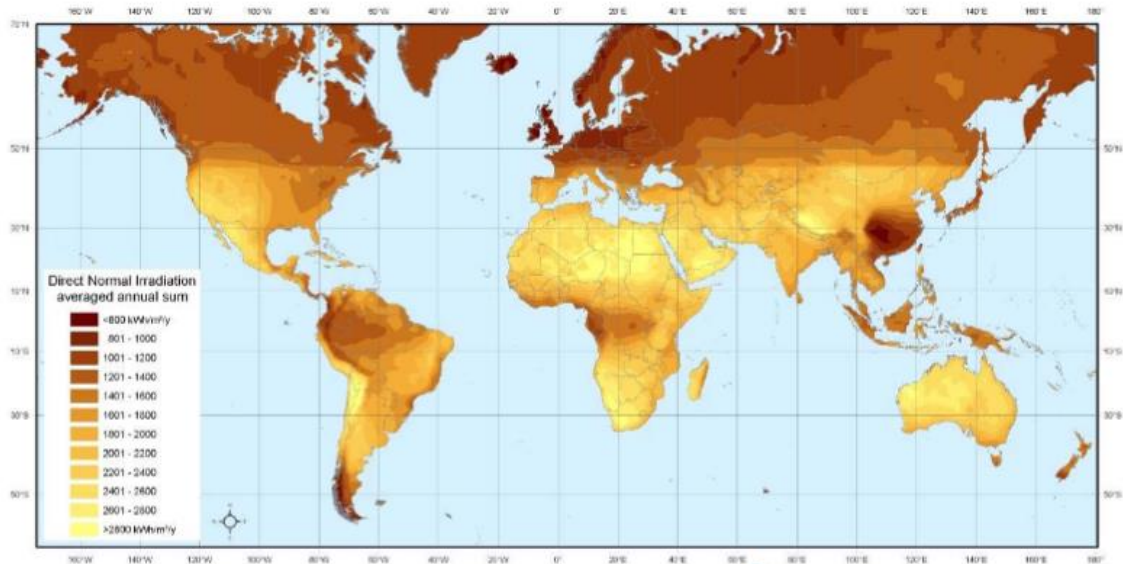


Figura 4.1. Mapa de irradiación media anual. Fuente: (Google imágenes).

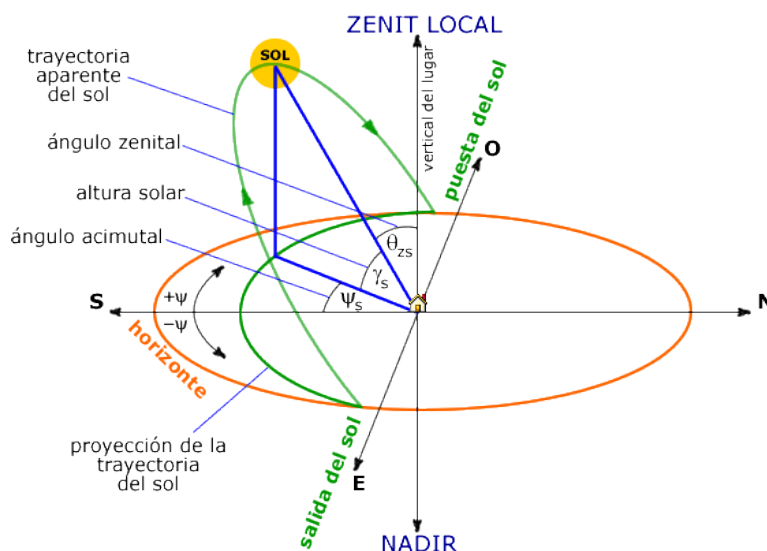
## 4.1.2 Ángulos

### 4.1.2.1 Ángulos solares

Determinar con exactitud la posición del Sol a lo largo del día resulta imprescindible para que los concentradores solares puedan aprovechar esta fuente de energía de forma óptima, encarando la superficie de apertura del módulo frontalmente a los rayos solares para mantener ángulos de incidencia lo más reducidos posible que eviten pérdidas ópticas (efecto coseno).

Los dispositivos utilizados para calcular la posición del Sol están basados en sistemas de coordenadas esféricas, fijando el punto de origen y el plano fundamental a una determinada referencia. Si fijamos como referencia, desde el punto de vista del observador, el plano del horizonte, el movimiento aparente del Sol queda definido con una coordenada horizontal y una vertical, esto es, el ángulo azimutal ( $\Psi$ ) y la altura solar ( $\gamma$ ), respectivamente. Es lo que se conoce como sistema de coordenadas astronómicas horizontales (ver figura ). La distancia radial en cada momento es desconocida y no resulta necesaria.





**Figura 4.2. Posición solar. Fuente: Universidad de Jaén y Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (EnerAgen). (Google imágenes).**

El ángulo azimutal ( $\Psi$ ) es el ángulo existente entre el corte del meridiano Norte-Sur con el plano horizontal y la línea originada por la proyección de la posición del Sol sobre dicho plano. Tomando como referencia la dirección sur, el sentido positivo ha sido tomado en dirección oeste, y el negativo en el giro hacia el este. Por su parte, la altura solar ( $\gamma$ ) o ángulo de elevación es el desplazamiento angular vertical desde el horizonte hasta el haz de rayos solares incidentes. Forma un ángulo complementario con el ángulo cenital. Los sistemas de rastreo suelen basar el cálculo de la posición aparente del Sol en función de coordenadas geográficas (longitud y latitud) y sobre todo sistemas de coordenadas astronómicas horarias (ángulo horario y declinación), tomando como referencia el plano ecuatorial de la Tierra. Mediante determinadas relaciones de conversión es posible pasar de unos sistemas de coordenadas a otros. Así aplicando los teoremas del coseno y del seno entre la coordenada vertical desde el punto de vista del observador, el Polo Norte y la posición del Sol, se obtienen sendas expresiones para la altura solar y el ángulo azimutal:

$$\gamma = \sin^{-1}[\sin \phi \cdot \sin \delta + \cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega] \quad [4.7]$$

$$\Psi = \sin^{-1}\left[\frac{\sin \omega \cdot \cos \delta}{\cos \gamma}\right] \quad [4.8]$$

Donde  $\phi$  es la latitud de la localización,  $\delta$  la declinación y  $\omega$  el ángulo horario.

La declinación es el ángulo que forma la línea entre los centros de la Tierra y el Sol con el plano ecuatorial de la Tierra. Su valor varía estacionalmente entre  $-23,45^\circ$  en el solsticio de invierno y  $+23,45^\circ$  en el solsticio de verano, pasando por los equinoccios de primavera y otoño, debido a la inclinación de la Tierra en torno a su eje de rotación y a la rotación de ésta alrededor del Sol.

Existen distintas correlaciones para calcular la variación de la declinación a lo largo del año se realiza mediante correlaciones. La propuesta por Spencer, en función del ángulo diario, ofrece un alto grado de precisión:

$$\delta = 0,006918 - 0,39991 \cdot \cos \tau_d + 0,070257 \cdot \sin \tau_d - 0,006758 \cdot \cos 2\tau_d + 0,000907 \cdot \sin 2\tau_d - 0,002697 \cdot \cos 3\tau_d + 0,00148 \cdot \sin 3\tau_d \quad [4.9]$$



Donde  $\tau_d$  es el ángulo diario, definido en grados como sigue:

$$\tau_d = \frac{360}{365} \cdot (n - 1) \quad [4.10]$$

Sin embargo, correlaciones como la dada por Cooper, basada en el calendario juliano, ofrecen estimaciones aceptables con expresiones más simplificadas.

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left[\frac{360}{365} \cdot (284 + n)\right] \quad [4.11]$$

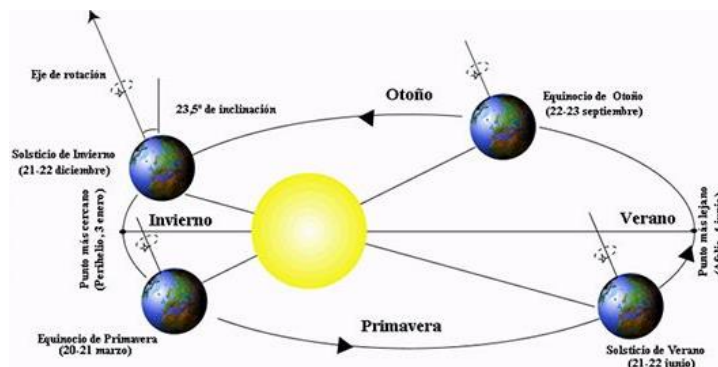
Donde  $n$  es el día del año.

Las expresiones dadas anteriormente para los parámetros que definen la posición aparente de Sol, dependen también del ángulo horario  $\omega$ . El ángulo horario es la distancia angular, en torno al eje polar de la Tierra, medida desde el meridiano del observador hasta el meridiano paralelo a los rayos solares. Se mide en horas, y puede calcularse conociendo la velocidad de rotación de la Tierra en torno a su eje,  $15^\circ/\text{h}$  y el tiempo solar  $t_s$ :

$$\omega = 15 \cdot (t_s - 12) \quad [4.12]$$

El tiempo solar aparente, tiempo solar verdadero o simplemente tiempo solar ( $t_s$ ) es el definido por el movimiento aparente del Sol respecto del punto de vista del observador, de tal manera que el día solar aparente es el intervalo de tiempo entre dos pasos sucesivos del Sol por el meridiano local. Es el tiempo dado por un reloj de sol, medido en horas. Así, se considera las 12:00 hora solar como el momento en que el Sol apunta a la dirección Sur.

El tiempo solar, o dicho de otra forma, el día solar aparente, no tiene una duración fija, como consecuencia de la variación de la velocidad de la posición aparente del Sol, por la excentricidad de la órbita terrestre, y de la variación de la orientación del plano la órbita terrestre respecto del Ecuador. Esto lleva a la definición del tiempo solar medio o tiempo local ( $t_L$ ), que se fundamenta en tomar un movimiento aparente del Sol constante, obteniéndose un valor fijo para la duración de un día, correspondiente a 24 h. El tiempo solar medio es, por tanto, la hora del día.



**Figura 4.3. Variación del día solar aparente por la excentricidad de la órbita terrestre y la variación de su orientación respecto al Ecuador. Fuente: (Google imágenes).**

La desviación entre el tiempo solar aparente y el tiempo local es variable según el día del año. Viene dada por la Ecuación del Tiempo, en minutos. La diferencia entre ambos puede llegar a ser de hasta 15 minutos en algunos momentos del año, aunque en diseños sencillos a menudo

se obvia y se atribuye la hora del día a  $t_s$  en la ecuación anterior. En cualquier caso, puede recurrirse a expresiones empíricas obtenidas por diferentes autores y observatorios, de mayor o menor precisión. Las tolerancias permitidas en el rastreo del Sol tendrán relación directa con el rendimiento obtenido por el sistema. A continuación se recoge la aproximación a la ecuación del tiempo propuesta por Woolf (Power From the Sun, 2015)), que permite su resolución analítica en minutos:

$$EOT = 0,258 \cdot \cos \tau_d - 7,416 \cdot \sin \tau_d - 3,648 \cdot \cos 2\tau_d - 9,228 \cdot \sin 2\tau_d \quad [4.13]$$

Donde  $\tau_d$  en grados se define con la siguiente expresión introduciendo el día del año  $n$ :

$$\tau_d = \frac{360 \cdot (n-1)}{365,242} \quad [4.14]$$

Por último, la siguiente ilustración presenta de forma gráfica la relación entre los ángulos solares vistos.

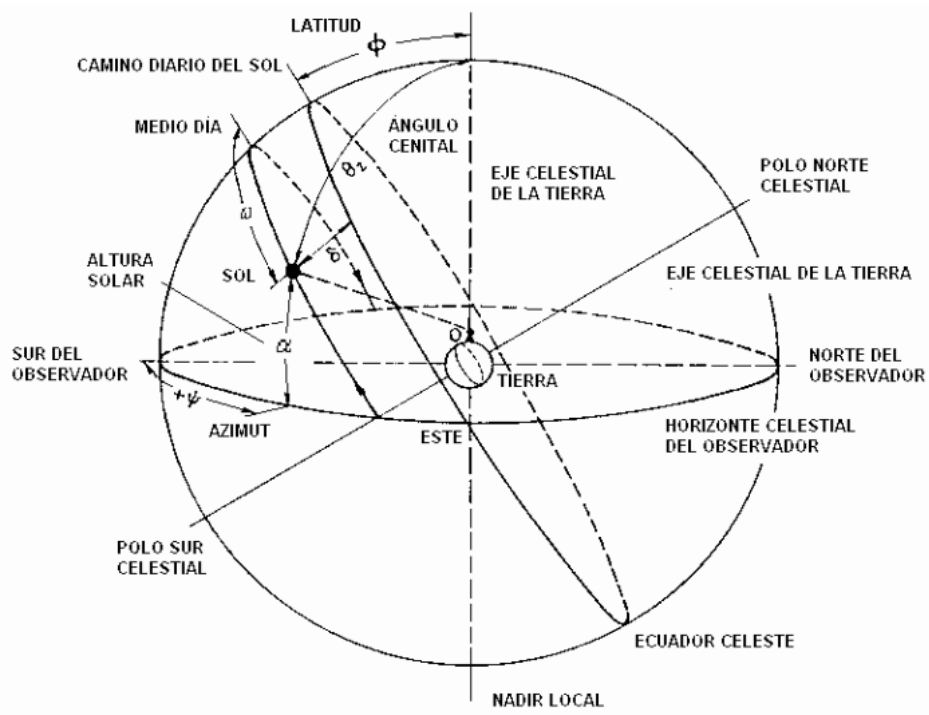
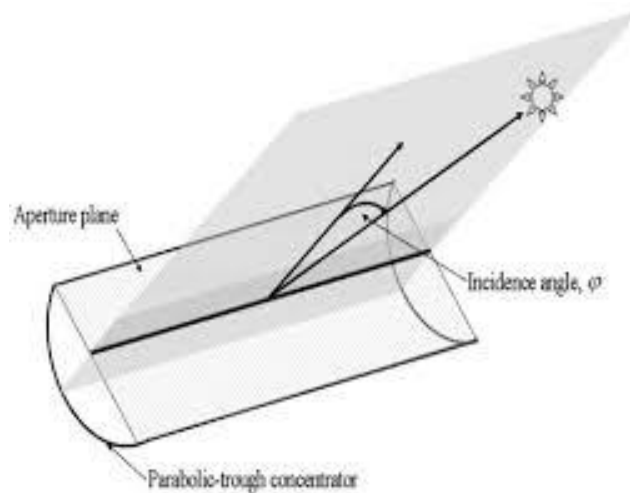


Figura 4.4. Esfera celestrial y relación entre coordenadas astronómicas (Google imágenes).

#### 4.1.2.2 Ángulo de incidencia

Llegados a este punto, se está en disposición de abordar el cálculo del ángulo de incidencia. Éste es el ángulo formado entre la normal a la superficie de apertura del concentrador solar y la irradiación solar directa. La razón de ser de los sistemas de seguimiento es reducir al máximo el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre el concentrador solar, dada su influencia negativa, a través del efecto coseno, en la cantidad de radiación solar directa interceptada por los reflectores o lentes solares y la superficie de captación del concentrador solar.

Los sistemas concentradores con seguimiento en dos ejes de la posición aparente del Sol consiguen ángulos de incidencia nulos, al mantener una alineación total del concentrador solar con los rayos solares. Esto proporciona a estos sistemas una ventaja clara en cuanto a aprovechamiento de la energía solar frente a los sistemas con seguimiento en un solo eje, que deben resignarse a la presencia constante de ángulos de incidencia variables a lo largo del día.



**Figura 4.5. Ángulo de incidencia sobre un concentrador solar con sistema de rastreo en un eje. (Google imágenes).**

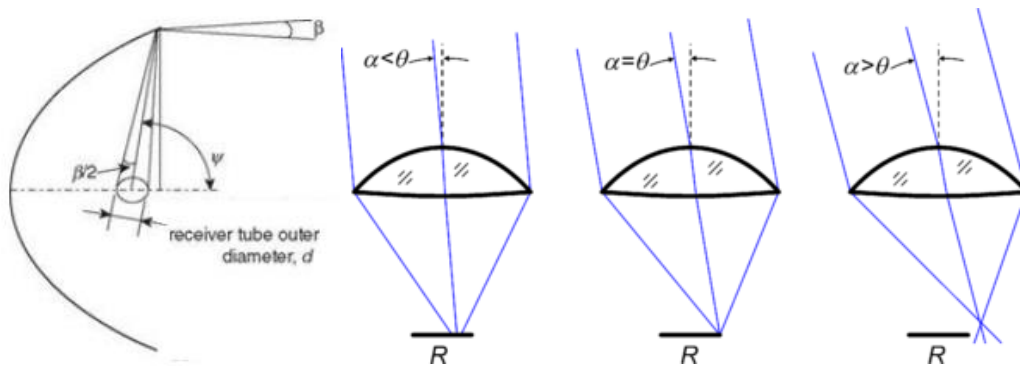
Sin atender a restricciones previas, Duffie y Beckman describen el ángulo de incidencia en función de las coordenadas astronómicas vistas anteriormente:

$$\cos \theta = \sin \delta \cdot \sin \phi \cdot \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \Psi_{ap} + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \Psi_{ap} \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \Psi_{ap} \sin \omega \quad [4.15]$$

Donde  $\Psi_{ap}$  y  $\beta$  son el ángulo azimutal respecto a la dirección sur y la inclinación respecto del plano horizontal de la superficie de apertura del colector, mientras que  $\delta$ ,  $\phi$  y  $\omega$  la declinación, la latitud y el ángulo horario de la localización donde se encuentra instalado el concentrador solar.

### 4.1.2.3 Ángulo de aceptación

Técnicamente, la bibliografía lo define como el ángulo máximo que puede ser formado por dos rayos en un plano transversal al que contiene la superficie de apertura del colector de tal forma que intercepten el receptor después de ser reflejado o refractado por el concentrador solar. Es decir, el ángulo de aceptación es el máximo ángulo de incidencia transversal  $\theta/2$  que puede formar un rayo solar con la normal a la superficie de apertura del colector para que éste alcance la superficie de captación del receptor. Si el rayo solar incide en la superficie neta de apertura del concentrador solar con un ángulo de incidencia  $\theta=\theta_{acep}$ , éste alcanzaría el tubo absorbente tangencialmente.



**Figura 4.6. Ángulo de aceptación en un concentrador solar por reflexión y por refracción. Fuente: (Google imágenes), (Wikipedia, 2016).**

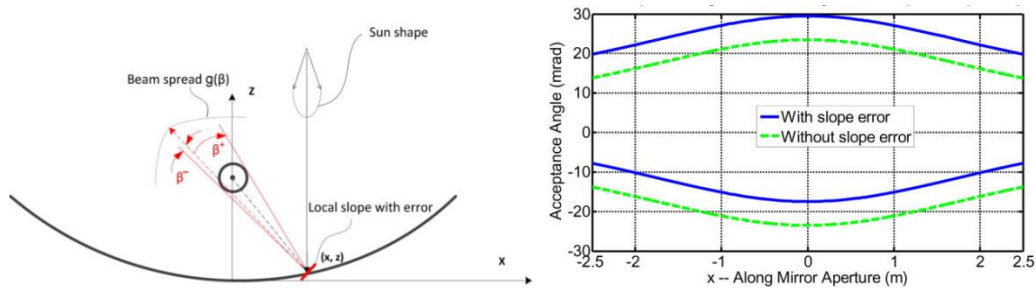
Paralelamente con el ángulo de incidencia máximo, el ángulo de aceptación está relacionado con otra característica de la radiación solar incidente. Debido al tamaño limitado del disco solar, el haz de rayos solares que incide sobre el concentrador no está compuesto realmente por rayos paralelos. Debido a esto, los rayos solares reflejados no alcanzan el receptor en el mismo punto, sino que se forma en él una imagen no especular de contorno limitado. Si la anchura de esta imagen es mayor que el diámetro característico del receptor, parte de ésta cae fuera de la superficie de captación, lo que suponen pérdidas ópticas de energía.

El ángulo de aceptación  $\theta_{acep}$ , o ángulo de aceptación, es un parámetro que influye en el factor de concentración máximo que un concentrador solar puede llegar a alcanzar. Depende de la tecnología de concentración, las etapas de concentración (concentradores primarios y, en su caso, secundarios), la geometría del concentrador solar y sobre todo de la anchura del receptor, si es plano, o del diámetro en caso de tubo absorbentes o receptores focales radiales. Se concluye que, para el caso de una sola etapa de concentración, en un concentrador cilindro-parabólico el ángulo de aceptación aumenta cuanto menor altura tiene la parábola, o dicho de otra forma, cuanto menos cerrada es la misma. En contraprestación, cuanto menor es el arco parabólico menor factor de concentración y por tanto, menor temperatura de operación máxima se puede llegar a alcanzar. Este mismo resultado puede extrapolarse a otro tipo de arquitecturas de concentración lineales discontinuas que aproximan el contorno parabólico manteniendo los espejos a la misma altura, como los concentradores lineales Fresnel o algunos tipos de concentradores FMSC. En estos casos, se puede afirmar que el ángulo de aceptación crece inversamente con el ancho de apertura del colector. Esto se debe a que las facetas van aumentando su inclinación a medida que se sitúan más cerca de los extremos del colector.

Tomando un sistema de coordenadas como el de la figura presentada a continuación, partiendo de la ecuación de la parábola del espejo de un módulo CCP y estableciendo relaciones trigonométricas entre el foco y el extremo del contorno se puede llegar a una expresión para calcular el ángulo de aceptación ideal en este tipo de módulos termosolares. Procediendo análogamente, puede hallarse expresiones para este parámetro en otros tipos de concentradores solares de media temperatura.

$$\sin \frac{\theta}{2} = \frac{d}{2f \left[ 1 + \left( \frac{x}{2f} \right)^2 \right]} \quad [4.16]$$

La ventana del ángulo de aceptación es la cobertura de ángulos de incidencia posibles, en torno a la normal a la superficie de apertura del concentrador solar, que éste es capaz de redirigir dentro de los límites de la superficie de captación del receptor. Diferentes estudios han demostrado que los errores en el contorno ideal de espejo o de la lente, o las irregularidades en su superficie aumentan la no specularidad y la dispersión de los rayos proyectados sobre el receptor, aumentando la anchura de la imagen formada en éste anisotrópicamente y provocando que la distribución del haz de rayos no se encuentre centrada en el foco. Como consecuencia, la ventana de aceptación se desliza hacia lado u otro de la dirección normal a la superficie de apertura.

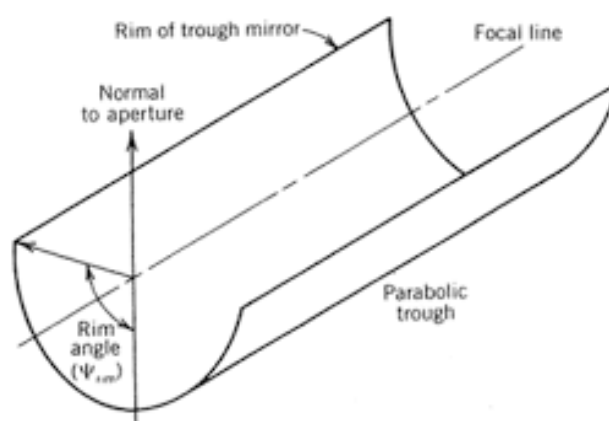


**Figura 4.7. Efectos de errores geométricos locales sobre el ángulo de aceptación del colector. (Guangdong Zhu, 2012).**

Los concentradores solares que destacan en este aspecto son los concentradores CPC de baja o muy baja concentración  $C < 5-10$ , cuyas elevadas tolerancias en cuanto a los ángulos de incidencia aceptables les permiten aprovechar la radiación solar difusa.

#### 4.1.2.4 Ángulo de bordes

El ángulo de bordes,  $\Psi_{rim}$ , es el ángulo que forma la normal a la superficie de apertura que pasa por el foco con cada lateral de la parábola, o del conjunto de filas de facetas.



**Figura 4.8. Ángulo de bordes. Fuente: (Power From the Sun, 2015)**

Al ser los colectores generalmente simétricos respecto del plano normal a la superficie de apertura que contiene al foco, a menudo se entiende el ángulo de bordes como el total de los dos sumandos anteriores, es decir, el ángulo entre las dos líneas que unen sendos extremos laterales del colector con el foco.

El ángulo de borde es un parámetro que queda plenamente definido con la geometría del colector, es decir, con la longitud focal  $f$  y la anchura de apertura del concentrador solar (John A. Duffie, 2013). Al igual que ocurría con el ángulo de aceptación, crece con la altura de la parábola o anchura del total de las filas de facetas.

$$\Psi_{rim} = \tan^{-1} \left( \frac{8f/D}{16(f/D)^2 - 1} \right) \quad [4.17]$$

El ángulo de apertura,  $\Psi_{ap}$ , generalmente suele ser el ángulo suplementario al ángulo de bordes. Sin embargo, de nuevo, no existe unanimidad total en este aspecto, con lo que parte de la bibliografía tiende a hablar indistintamente de ángulo de borde o ángulo de apertura.

Aumentar conscientemente el ángulo de bordes, como se analizará al presentar los resultados en el capítulo 5, sección 5.3.1, tiene sus ventajas y sus desventajas, como el aumento del área de apertura al tiempo que se incrementa el riesgo de aberración lumínica.

## 4.2 Área de apertura bruta, neta y real.

El área de apertura,  $A_{ap}$ , es por definición el área total de colector disponible para captar, en el caso de colectores solares sin concentración, o concentrar la radiación solar incidente. Más concretamente, es la proyección de esta área sobre el plano normal a la dirección de la irradiancia, teniendo en cuenta ángulo de incidencia nulo. De esta manera, en concentradores lineales:

$$A_{ap} = L \cdot D \quad [4.18]$$

Donde  $L$  es la longitud y  $D$  la anchura de apertura del colector.

Dentro del concepto de área de apertura, hay que distinguir entre varios tipos: área de apertura bruta ( $A_{apbruta}$ ), neta ( $A_{apneta}$ ) y real ( $A_{apreal}$ ). La primera está basada en el área cubierta por las dimensiones exteriores del módulo. Parte del área de apertura bruta de colector son zonas que realmente no están disponibles para concentrar la radiación, o en las que realmente no hay superficie reflectante o refractante. Así, con frecuencia los fabricantes incluyen como longitud de apertura del módulo la distancia cubierta por la unión y articulación en los extremos de cada SCA del tubo absorbente con la conexión, flexible o rígida, que sirve para introducir o evacuar el fluido térmico del tubo absorbente. Otras fuentes de error contabilizadas por la longitud bruta son las uniones entre módulos, los espacios dejados por facetas o segmentos de espejo consecutivos o las uniones entre segmentos de tubo absorbente. Análogamente, la anchura bruta no descarta los huecos en sentido transversal al eje del concentrador existentes entre segmentos de espejo o lentes consecutivas, como tampoco tiene en cuenta la pérdida de área de apertura efectiva debido a la proyección del área del receptor sobre los paneles concentradores. A lo anterior hay que añadir que, con frecuencia en pequeña y mediana escala los canales de contorno parabólico en CCP y las filas de facetas propias de otros tipos de concentradores solares de media temperatura tratados en este informe, se fijan a la estructura que soporta su peso mediante perfiles metálicos o

plásticos en los extremos y los laterales de los paneles reflectantes o refractantes. Los rebordes de estos perfiles y topes reducen la superficie de apertura efectiva.

El área de apertura neta sí tiene en cuenta todas las restricciones que el área de apertura bruta no contemplaba, con excepción de las pérdidas ópticas por sombras, bloqueos y el efecto de final de fila o *end loss effect*. Estos últimos aspectos diferencian el área de apertura real de la neta.

$$A_{ap_{real}} = A_{ap_{neta}} - (A_{ap_{sombreado}} + A_{ap_{bloqueo}} + A_{ap_{end\ loss}}) \quad [4.19]$$

Donde  $A_{ap_{sombreado}}$ ,  $A_{ap_{bloqueo}}$  y  $A_{ap_{end\ loss}}$  representan la pérdida de área de apertura por efectos de sombreado y/o bloqueo entre espejos y efecto de borde.

El efecto de borde, de final de fila o *end loss effect* es el término utilizado para hacer referencia a la disminución que se produce en  $\gamma_{int}$  como consecuencia de la no interceptación de parte de la radiación solar directa cuando existe un cierto ángulo de incidencia en sentido longitudinal  $\theta_L$ . El ejemplo mostrado en la figura indica cómo, debido a la ley de la reflexión, la irradiación directa incidente se refleja inclinada un ángulo  $\theta_L$ , lo cual provoca un desplazamiento  $l_{end\ loss}$  a lo largo del plano longitudinal al eje del módulo lineal. En un extremo se desperdicia una longitud de receptor  $l = l_{end\ loss}$ , y en el otro extremo los rayos reflejados caen fuera del espacio delimitado por el tubo absorbente.

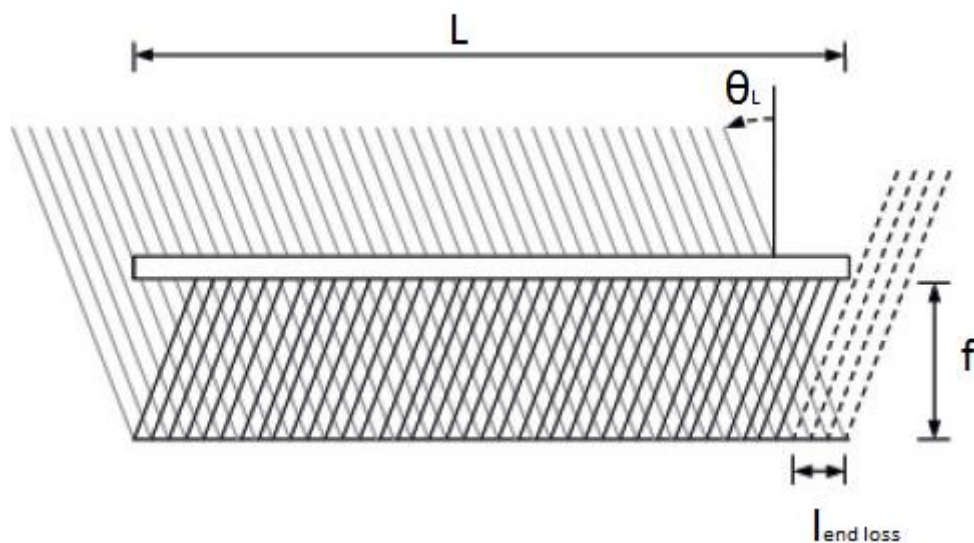


Figura 4.9. Pérdidas ópticas por efectos de borde (*end loss effect*). Fuente: (Google imágenes).

Atendiendo a la geometría de la figura, se puede calcular el factor asociado a las pérdidas introducidas por el efecto de final de fila, *end loss*, relacionando la longitud focal y la longitud de apertura perdida mediante la tangente del ángulo de incidencia sobre el plano longitudinal al eje del concentrador solar.

$$\tan \theta_L = \frac{l_{end\ loss}}{f} \quad [4.20]$$

El área de apertura perdida será:



$$A_{ap\,end\,loss} = l_{end\,loss} \cdot D = f \cdot D \cdot \tan \theta_L \quad [4.21]$$

Por su parte, el factor de pérdidas  $f_{end\,loss}$  puede definirse como el porcentaje de área de apertura efectiva respecto al caso de incidencia directa normal.

$$f_{end\,loss} = \frac{A_{ap\,neta} - A_{ap\,end\,loss}}{A_{ap\,neta}} \quad [4.22]$$

Combinando las ecuaciones anteriores se obtiene que  $f_{end\,loss}$  tiene la siguiente expresión:

$$f_{end\,loss} = 1 - \frac{f \cdot \tan \theta_L}{L} \quad [4.23]$$

Donde  $f$  es la longitud focal,  $L$  la longitud de apertura y  $\theta_L$  el ángulo de incidencia según el plano longitudinal del captador solar lineal. En módulos lineales Fresnel y FMSC la longitud focal deberá sustituirse en la fórmula anterior por la altura del receptor sobre las bandas de facetas que constituyen los espejos primarios,  $h_{rap}$ . Los efectos de borde serán más acusados para  $\theta_L$  máximos, circunstancia que ocurrirá cuanto más se acerque la dirección de los rayos a la paralela al plano longitudinal del captador lineal, y cuanto menor sea la altura solar de la irradiancia solar incidente. Por tanto, los efectos de borde no representan pérdidas de eficiencia constantes a lo largo del día, sino que disminuyen a medida que la trayectoria del Sol se acerca al mediodía solar y alcanzan su máximo en la salida y puesta del Sol.

Suponiendo que los módulos en serie en un mismo SCA están dispuestos de forma continua, sin separación entre los segmentos de espejo en sentido longitudinal al eje del captador, se puede afirmar que el llamado efecto de borde tendrá menor repercusión cuanto mayor sea la longitud del SCA. Sin embargo, si los módulos consecutivos no se encontrasen pegados, se generaría una pérdida adicional entre ellos, de manera que el efecto de final de fila se reproduciría total o parcialmente tras cada módulo. Suponiendo un conjunto de módulos pertenecientes a un mismo SCA y dispuestos en serie sobre un mismo eje longitudinal, tal que la separación entre módulos consecutivos sea  $L_{sep} \leq f \cdot \tan \theta_L$ , el efecto de borde para el conjunto SCA se incrementaría respecto al caso de módulos vecinos continuos hasta alcanzar el valor dado por la ecuación siguiente:

$$l_{end\,loss_{sep}} = (n - 1) \cdot L_{sep} + f \cdot \tan \theta_L \quad [4.23]$$

Donde  $l_{end\,loss_{sep}}$  es la longitud de apertura perdida a lo largo de toda la fila y  $n$  es el número de módulos que componen el conjunto SCA.

Al existir separación entre módulos consecutivos, el factor de pérdidas asociado a los efectos de borde para todo el conjunto o fila SCA quedaría como sigue:

$$f_{end\,loss} = 1 - \frac{((n-1)L_{sep} + f \cdot \tan \theta_L)}{L_{SCA}} \quad [4.24]$$

Donde  $L_{SCA}$  es la longitud total del conjunto SCA compuesto por  $n$  módulos en serie.

La ecuación 4.25 supone una definición algo más conservadora del factor de pérdidas por efectos de borde, adoptada por autores como (John A. Duffie, 2013) y (Kalogirou, 2009).

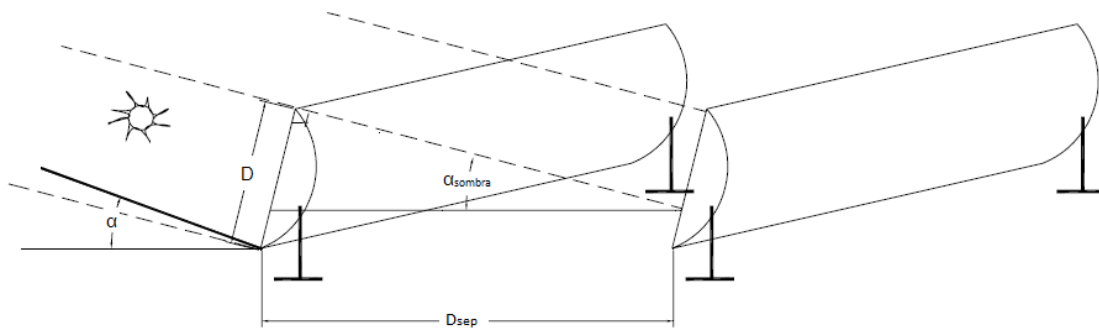
$$f_{end\ loss} = 1 - \frac{f}{L} \cdot \left(1 + \frac{D^2}{48f^2}\right) \cdot \tan \theta_L \approx 1 - \frac{f}{L} \cdot \tan \theta_L \quad [4.25]$$

Resulta inmediato comprobar la equivalencia entre ambas definiciones, circunstancia que ocurrirá cuando  $\frac{D^2}{48f^2} \ll 1$ . La tabla muestra algunos ejemplos extraídos del estudio de mercado realizado en el presente informe. Incluso para cuando  $\frac{D^2}{48f^2} \sim 1$ , la diferencia porcentual entre una y otra definición dadas para  $f_{end\ loss}$  ( $\theta_L = 45^\circ$ ) resulta despreciable. Así, en captadores CCP la diferencia media para el conjunto de fabricantes en el mercado se sitúa en torno al 0,7%, cuando se trata de módulos de pequeña escala, o un 0,95% si se refiere a modelos de gran tamaño. Por su parte, en concentradores Fresnel el valor medio entre la nutrida muestra de fabricantes resulta en torno 0,65% en el mercado de pequeña escala y un 1,5% en módulos de tamaños grandes. Tan solo se aprecia una desviación significativa para el caso de geometría FMSC, cercana al 10%.

	Fabricante, producto	$\frac{D^2}{48f^2}$	$\Delta f_{end\ loss} = \frac{f}{L} \cdot \left(\frac{D^2}{48f^2}\right) \cdot \tan \theta_L$ [%]	$\Delta f_{end\ loss} / f_{end\ loss}$ [%]
CCP pequeña escala	Abengoa, PT1	0,158	0,12	1,22
	Nep Solar, Polytrough 1800	0,168	0,55	0,57
	Protarget	0,322	0,25	0,253
CCP gran escala	Tsk Flagsol, HelioTrough	0,326	0,29	0,293
	Gossamer y 3M; LAT 73	0,278	1,33	1,36
	Airlight Energy	0,16	1,19	1,21
Fresnel pequeña escala	Chromasun, MCT	0,098	1,14	1,3
	Industrial Solar Thermal Solutions, LF-11	0,039	0,241	0,257
	Soltigua, FTM	0,036	0,37	0,415
Fresnel gran escala	Hitachi Zosen, HSLPF	0,497	1,4	1,462
	Novatec Solar, Nova	0,104	0,08 - 1,78	1,83
	Feranova, FRT	0,13	1,04	1,14
FMSC	TSC, CCStaR	0,637	7,12	8,7

Figura 4.10. Desviación del valor de  $f_{end\ loss}$  según su definición

El sombreado es la pérdida de área de apertura efectiva del captador solar que se produce cuando la radiación solar incidente no alcanza el espejo, o la lente refractante, por ser interceptado en su camino hacia éste por otro espejo (o lente) de una fila paralela adyacente. De forma similar, el denominado bloqueo entre módulos de filas paralelas adyacentes responde a la caída en  $\gamma_{int}$  debido a que la radiación, tras haber sido reflejada (o refractada) por el concentrador solar, es interceptada por otro espejo (o lente) en su camino hacia el receptor, impidiendo alcanzar la superficie de absorción de éste.



**Figura 4.11. Pérdida de área de apertura por efectos de sombreado (Google imágenes)**

Los efectos de sombras y bloqueos entre módulos y filas adyacentes son aspectos a valorar que condicionan el diseño de la configuración del campo solar. Por un lado, disponer las filas paralelas con una separación insuficiente generará pérdidas de eficiencia óptica cuando la altura solar del haz de rayos incidente es más baja, es decir, al principio y final del día. Igualmente, debido a la variación estacional de la trayectoria del Sol, en invierno los efectos por sombreado y bloqueo tendrán más repercusión. En contraste, separaciones excesivas se traducen en ratios de aprovechamiento del terreno bajos, lo cual repercute en el coste de la instalación a través de varias vías: mayor extensión de terreno para la misma capacidad instalada, longitud total de las tuberías mayor, las pérdidas térmicas y de presión en el transporte son mayores, la potencia de la bomba en el circuito primario es mayor y la cantidad de material de construcción aumenta. Además, hay que añadir las restricciones que imponen la extensión y geometría del terreno disponible.

En la práctica se observa que en grandes instalaciones de sistemas de captación tipo CCP se toma como paso entre filas aproximadamente  $D_{sep} \sim 1,5 \cdot D$ . En pequeña escala, sin embargo, la extensión de terreno disponible, la geometría del mismo o el alto coste del terreno (zonas urbanas e industriales) en ocasiones empujan a reducir la separación mínima entre filas para que, a través de un porcentaje de cobertura del campo solar, se incremente la potencia máxima aprovechable en las horas centrales del día, compensando así los inconvenientes del sombreado cuando la altura solar disminuye. En estos casos influye sensiblemente tipo de aplicación, según las horas y de qué manera demanda la energía calorífica suministrada por el campo de colectores, y la incorporación o no de sistemas de almacenamiento térmico.

En capítulos posteriores, los resultados aportados por el presente trabajo permitirán vislumbrar diferencias importantes en el comportamiento de los diferentes tipos de captadores y arquitecturas de concentración. En este sentido, los concentradores solares de espejos distribuidos, o fragmentados, como son los captadores lineales Fresnel o los FMSC de matriz plana o curva, tienden a alcanzar altas cotas de aprovechamiento de terreno disponible, pero suelen sufrir por efectos de sombras y bloqueos entre filas de facetas próximas. Algunas variaciones sobre la base del diseño básico del captador, como los sistemas Fresnel compactos (CLFR), vistos anteriormente en el capítulo 3, pueden contribuir a solucionar estos problemas.

La geometría en la figura indica la situación en que la proyección de la sombra de los espejos de la fila n alcanzan parte de la superficie de apertura de los módulos de la fila n+1. Así, el

umbral a partir del cual se generan pérdidas por sombreado será el ángulo de inclinación sobre la horizontal, o proyección de la altura solar sobre el plano normal al eje del captador lineal,  $\alpha_{umbral}$ , tal que la proyección de la sombra de los espejos en la fila  $n$  alcanza el extremo lateral de los espejos en la fila  $n+1$ , condición que refleja la ecuación siguiente;

$$\alpha_{umbral} = \sin^{-1} \frac{D}{D_{sep}} \quad [4.26]$$

Siendo  $D$  el ancho de apertura del módulo y  $D_{sep}$  el paso impuesto entre filas paralelas adyacentes, es decir, la separación entre ambas. En este caso se ha medido la separación entre los márgenes laterales del espejo, aunque es también común indicar el paso entre centros de filas consecutivas.

Para ángulos de incidencia  $\theta$  tal que  $\alpha_{sombra} < \alpha_{umbral}$  la pérdida de ancho de apertura por sombreado,  $D_{sombra}$ , se describe de la siguiente forma:

$$D_{sombra} = D - D_{sep} \cdot \sin \alpha_{sombra} \quad [4.27]$$

El área afectada se da en la siguiente ecuación.

$$A_{ap\text{sombreado}} = D_{sombra} \cdot L = (D - D_{sep} \cdot \sin \alpha_{sombra}) \cdot L \quad [4.28]$$

Los fabricantes pueden optar por incluir el área de apertura bruta, neta o ambas en las hojas de especificaciones del colector, mientras que el área de apertura real es el área efectiva, inconstante, que se tiene en cada instante que el concentrador solar está en funcionamiento, al depender del ángulo de incidencia de la radiación solar incidente, variable a lo largo del día, del posicionamiento que el sistema de seguimiento y los actuadores ejerzan sobre los paneles concentradores y de las pérdidas de área y sombras provocadas por la presencia de nubes u otros factores externos. No hay inconveniente en calcular las prestaciones del concentrador solar en base al área bruta o neta si se indica a qué área están referidas las especificaciones del colector, si bien es cierto que tiene mucho más sentido y resulta más realista calcular la eficiencia térmica y la potencia máxima por  $m^2$  de área neta, de ahí que sea esto lo que indica la normativa vigente. El área de apertura bruta es un parámetro más útil para el cálculo del dimensionamiento de la instalación.

En tamaños pequeños, las desviaciones encontradas entre las áreas brutas y netas tienden a ser nulas o insignificantes, mientras que en gran escala las diferencias suelen ser mayores. Las razones que están detrás de esto son varias. A menudo los tamaños reducidos de los módulos en pequeña escala permiten paneles concentradores continuos sin complicar en demasía la logística o los procesos de fabricación implicados, mientras que en gran escala resulta mucho más barato fabricar paneles de espejo y lentes planas grandes, que posteriormente son cortados y doblados. De la misma forma, resulta mucho más fácil transportar pequeños segmentos de panel, que trasladar y montar directamente voluminosos y pesados concentradores de gran tamaño. Los módulos fabricados con paneles concentradores continuos presentan la ventaja de no sufrir pérdidas de superficie de apertura por los huecos que de otra forma dejarían los segmentos consecutivos. Por otra parte, en pequeña escala es común medir la longitud de apertura directamente sobre un solo módulo, eliminando la posibilidad de incluir erróneamente en dicho parámetro el espacio de interconexión entre dos

módulos consecutivos en serie. Un colector o SCA de pequeña escala suele constar de un solo módulo, o de un número reducido de ellos. Por un lado se debe a las estructuras simples de estos módulos, que no soportan grandes esfuerzos de torsión, y a los motores eléctricos ligeros que montan, cuya potencia no es capaz de mover conjuntamente un gran número de módulos conectados en un mismo SCA; y por otro, a las restricciones en terreno disponible y disposición geométrica que frecuentemente presentan los campos solares de las instalaciones de pequeña escala, en ambientes industriales y urbanos. Sin embargo, en las instalaciones de gran capacidad instalada las grandes extensiones de terreno necesarias y las altas temperaturas de operación alcanzadas favorecen montajes SCA que consten de un número elevado de módulos en serie, hasta 12 actualmente. Por tanto, generalmente se suele calcular la longitud de apertura del colector partiendo de la longitud total de SCA, incluyendo con ello desviaciones más sensibles entre el área de apertura bruta y neta.

### 4.3 Factor de concentración

El factor de concentración es un parámetro que no tiene una única definición estándar, sino que existen varias en función de si se calcula según la relación entre las áreas de los espejos y del receptor, y en su caso de cómo se define cada área, o mediante la relación entre la radiación incidente sobre el receptor y la radiación solar:

- Factor de concentración (C)

Es la forma más sencilla de definir el ratio de concentración del colector. Tiene en cuenta la relación entre la proyección de las áreas del contorno de los espejos y la correspondiente del receptor sobre la que incide la radiación. Es utilizada con frecuencia en concentradores lineales, donde la expresión queda así:

$$\text{Sistemas de reflectores continuos: } C = \frac{(D-d) \cdot L}{d \cdot L} \approx \frac{D \cdot L}{d \cdot L} = D/d \quad [4.29]$$

$$\text{Sistemas de reflectores discontinuos: } C = \frac{n \cdot D \cdot L}{d \cdot L} = \frac{n \cdot D}{d} \quad [4.30]$$

Donde L es la longitud del módulo, d el diámetro exterior del tubo absorbente y D el ancho de apertura del panel concentrador. En el caso de concentradores solares discontinuos, como los sistemas Fresnel o algunos diseños FMSC, D representa el ancho de las bandas de espejo o *facetas*, y el tamaño del concentrador viene representado por el número de facetas n.

- Factor de concentración geométrico (C<sub>g</sub>)

También hace uso de la proyección del área del contorno de los espejos cilíndricos o parabólicos pero, a diferencia del caso anterior, se coge la sección real de área de receptor susceptible de interceptar la radiación reflejada por los espejos. Esta manera de definir el factor de concentración, más precisa y realista que la anterior, es la escogida en este estudio para definir y comparar las concentraciones alcanzadas por cada uno de los fabricantes en capítulos posteriores donde se presentan los resultados del proceso de investigación llevado a cabo en el proyecto.

En los concentradores lineales que se van a tratar, el área que es interceptada por la radiación proveniente de los espejos es parte del área lateral del tubo absorbente, más concretamente el área lateral correspondiente al sector de tubo delimitado por el *ángulo de bordes* o *ángulo de apertura* del colector. Según esta definición, la geometría del concentrador solar es la que determina la concentración, a través no solo de la relación entre el ancho de los espejos y el diámetro del tubo, sino también mediante el ángulo de bordes. Así, mayores ángulos de bordes (“rim angle” en inglés) permiten un mejor aprovechamiento de la superficie de captación del tubo absorbente, con flujos de radiación más uniformes sobre el tubo y mayores tolerancias en el ángulo de aceptación del concentrador, a cambio de factores de concentración ligeramente más reducidos.

Por razones de simplificación, así como para tener en cuenta un cierto factor de seguridad, muchos fabricantes en el mercado calculan el factor de concentración geométrico teniendo en cuenta la mitad del área lateral del tubo absorbente, o dicho de otra forma, el caso correspondiente a un ángulo de bordes de 180°. En este informe los resultados obtenidos están referenciados para esta opción.

$$\text{Sistemas de reflectores continuos: } C_g = \frac{A_{ap}}{A_{ab}} = \frac{L \cdot (D-d)}{\frac{(2 \cdot \pi \cdot \frac{d}{2})}{2}} \approx \frac{D}{\frac{\pi \cdot d}{2}} \quad [4.31]$$

$$\text{Sistemas de reflectores discontinuos: } C_g = \frac{A_{ap}}{A_{ab}} = \frac{L \cdot (D-d) \cdot n}{\frac{(2 \cdot \pi \cdot \frac{d}{2})}{2}} \approx \frac{n \cdot D}{\frac{\pi \cdot d}{2}} \quad [4.32]$$

➤ Factor de concentración óptico ( $C_o$ )

Muy usado en la industria termosolar, representa el factor real y, por tanto, el parámetro de mayor precisión, de concentración de la radiación incidente sobre la superficie de captación del receptor. Relaciona la radiación solar real concentrada media que intercepta la superficie de captación del receptor con el nivel de radiación solar existente  $I_o$ . Así, define el número de soles o número de veces que los espejos consiguen concentrar la radiación solar sobre el receptor absorbente.

$$C_o = \frac{\frac{1}{A_{ab}} \int I_{ab} \cdot dA_{ab}}{I_o} = \frac{\frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \frac{d}{2} \cdot L} \int I_{ab} \cdot r \cdot L \cdot d\varphi_{ab}}{I_o} = \frac{\frac{1}{2\pi} \int I_{ab} d\varphi_{ab}}{I_o} \quad [4.33]$$

La diferencia fundamental entre las perspectivas óptica y geométrica del factor de concentración estriba en que la radiación proveniente de los concentradores primarios incide realmente en una fracción de la superficie de captación estimada por el factor geométrico. La eficiencia óptica del concentrador solar relaciona el factor de concentración geométrico con el factor de concentración óptico:

$$C_o = \eta_o \cdot C_g \quad [4.34]$$

La irradiancia puede alcanzar el receptor absorbente de manera indirecta, esto es, incidiendo en los espejos y siendo redirigida por éstos hacia el receptor, o bien directamente sobre el receptor. Como el lector habrá notado, no se ha tenido en cuenta la radiación que incide de manera directa en el receptor para el cálculo del factor de concentración, puesto que debido a la pequeña superficie del receptor respecto a la superficie de apertura, esta aportación resulta

insignificante. De hecho, salvo algunas excepciones, se ha podido comprobar que los fabricantes tampoco suelen tener esto en cuenta a juzgar por la información cedida, o los datos publicados acerca de las especificaciones del colector. Además, en según qué tipos de captadores solares, esta opción ni siquiera tiene lugar, al interponer una cavidad receptora o estructura tipo cofre que sujeta el receptor por su parte superior o laterales.

Según la bibliografía (John A. Duffie, 2013), el factor de concentración geométrico máximo en sistemas de concentración ideales con seguimiento en uno o dos ejes es 216 y 46747, siendo descrito por las siguientes ecuaciones, respectivamente:

$$C_{gmax1eje} = \frac{1}{\sin \theta_{acep/2}} \quad [4.35]$$

$$C_{gmax2eje} = \frac{1}{\sin^2(\theta_{acep/2})} \quad [4.36]$$

El ángulo de aceptación introducido en las expresiones anteriores sólo depende del tamaño finito del disco solar. En la práctica, el factor de concentración máximo encuentra limitaciones adicionales por otros aspectos, como los errores en el contorno de espejo, imperfecciones locales en la superficie del panel concentrador, límites en la reflexión o refracción o el factor de interceptación.

#### 4.4 Factor de interceptación

En apartados anteriores se viene haciendo referencia a las pérdidas ópticas provocadas tanto por la dispersión de los rayos solares incidentes a causa del tamaño finito del disco solar, como las originadas por imperfecciones de los sistemas y los procesos de fabricación, responsables de irregularidades locales en la superficie del concentrador solar; las desviaciones por errores en el contorno ideal, deformaciones inducidas por las ráfagas de viento sobre los paneles y estructura del concentrador solar o la atenuación de la radiación con la distancia entre paneles y foco, y con el radio de borde, dependiente del ángulo de borde  $\Psi_{rim}$ . El factor de interceptación,  $\gamma_{int}$ , es un parámetro que hace referencia a esta cantidad de energía perdida en el transcurso entre el panel concentrador y la superficie de captación del receptor térmico. Concretamente, representa el porcentaje de radiación solar que alcanza el receptor respecto del total de radiación reflejada o refractada por los concentradores primarios.

$$\gamma_{int} = \frac{G_{brec}}{G_{bref}} \quad [4.37]$$

Donde  $G_{bref}$  representa la radiación que incide sobre las etapas de concentración del captador, ya sean espejos o lentes, y que es reflejada o refractada en dirección al receptor, y  $G_{brec}$  es la parte de la radiación reflejada que consigue alcanzar la superficie de captación del receptor.

El factor de interceptación se compone de la contribución de múltiples factores, los denominados errores ópticos, difíciles de cuantificar. A lo largo de las últimas décadas, autores como (Kalogirou, 2009) han desarrollado modelos para describir los tipos de errores ópticos y poder definir el factor de interceptación en función de éstos. En esencia, todos estos modelos basan el cálculo del factor de interceptación en aplicar una función de distribución a los



errores, o más concretamente al flujo de radiación existente en el tramo entre la etapa de concentración (espejos o lentes) y el receptor, para poder calcular la radiación interceptada por el receptor. Los errores se calculan agrupados (errores totales  $\sigma_{tot}$ ) o separados éstos en varios grupos, según su categoría, e integrando según el ángulo cenital o el ángulo de incidencia. Así, tenemos errores de carácter unidimensional (plano transversal al eje del captador) o bidimensional (afectan tanto en la dirección longitudinal como transversal al eje del captador), o errores aleatorios frente a no aleatorios.

$$G_{b_{rec}} = \int_0^{\pi/2} G_{b_{eff}} \cdot f(\theta) \cdot d\theta \quad [4.38]$$

Donde la intensidad efectiva o real en el tramo entre espejos (o lentes) y receptor,  $G_{eff}$ , se aproxima a una distribución normal, asumiendo que los errores ópticos inherentes al sistema son superiores a los provocados por el tamaño aparente del disco solar (John A. Duffie, 2013). Así, la Gaussiana que describe la distribución del flujo de radiación viene dada por la ecuación:

$$G_{b_{eff}} = \frac{G_{b_{ref}}}{\sigma_{tot} \cdot \sqrt{2\pi}} \cdot e^{\left(-\frac{\theta^2}{2 \cdot \sigma_{tot}^2}\right)} \quad [4.39]$$

Donde  $\sigma_{tot}$  es la difusión del haz de rayos incidentes producida por el total de errores ópticos. Dentro del conjunto de pérdidas ópticas, tema que se tratará en el apartado 4.5.1, la componente referida a la difusión del haz de rayos por el tamaño limitado del disco solar es predecible, aunque inevitable. Sin embargo, existen otras, inherentes al sistema, e impredecibles. Mejorando la calidad y precisión del sistema de concentración se puede actuar sobre éstas últimas para minimizarlas. Aún con todo, los estudios estadísticos llevados a cabo estiman que son predominantes sobre la difusión ajena a la imperfección del sistema de concentración. El valor del factor de concentración difiere según la arquitectura de concentración utilizada, destacando en este aspecto los sistemas CCP. Actualmente, valores óptimos de este parámetro se sitúan entre 0,89-0,92, mientras que los modelos más avanzados alcanzan el 95%. Estas conclusiones se verán respaldadas en el capítulo 5.

## 4.5 Eficiencia óptica

La eficiencia térmica del captador solar se compone, por un lado, del rendimiento óptico del sistema en el momento en que éste se encuentra en operación, y por otro lado, del conjunto de pérdidas térmicas que afectan al colector. La maximización del rendimiento del sistema y su rentabilización comercial vendrán como resultado de reducir en lo posible ambos tipos de pérdidas.

La independencia mostrada por el comportamiento óptico y térmico permite tratar ambos tipos de pérdidas de manera separada. El rendimiento óptico global del sistema de captación surge de la contribución de varios factores físicos intrínsecos de los componentes materiales del sistema, y de la geometría de éstos. Así, la eficiencia óptica pico del captador se define como sigue:

$$\eta_o = \rho(\theta) \cdot \tau(\theta) \cdot \alpha(\theta) \cdot \gamma_{int}(\theta, \sigma_{tot}) \cdot f_{end\ loss}(\theta) \quad [4.40]$$

Donde  $\rho$  es la reflectividad del espejo,  $\tau$  la transmisividad de la cubierta de vidrio,  $\alpha$  la absorptividad del material superficial del receptor,  $\nu_{int}$  el factor de interceptación y  $f_{end\ loss}$  el factor de pérdidas por efectos de borde. Como puede comprobarse, todos los términos están afectados por la acción del ángulo de incidencia de la radiación directa incidente. Puesto que la obtención del valor de cada uno de estos factores para cada valor de  $\theta$  resulta complicada, la eficiencia óptica pico se mide para el caso en que  $\theta = 0^\circ$  y no hay ensuciamiento ( $f_{ensuc} = 1$ ).

La absorptividad  $\alpha$  del material en la superficie de captación del receptor depende no únicamente del espectro de la radiación incidente, sino que también muestra una dependencia direccional con ésta, materializada a través del ángulo de incidencia.

$$\frac{\alpha}{\alpha_n} = 1 - b \cdot \left( \frac{1}{\cos \theta} - 1 \right)^c \quad [4.41]$$

Donde  $\alpha_n$  es la absorptividad térmica del material ante irradiación normal, y los coeficientes  $b$  y  $c$  también característicos del material absorbente, están asociados al caso de  $\theta > 0^\circ$ . El resto de parámetros que componen la eficiencia se ven también afectados negativamente por el ángulo de incidencia. El comportamiento ante irradiación distinta de la normal se cuantifica mediante el factor IAM, el cual se define en el apartado 4.7.

### 4.5.1 Fuentes de pérdidas ópticas

Como se adelantaba ya en el apartado 4.4, los errores ópticos independientes entre sí pueden ser clasificados bajo varios criterios:

- Errores unidimensionales/bidimensionales
- Errores aleatorios/no aleatorios

Los errores unidimensionales son aquellos que fundamentalmente provocan difusión del haz de rayos en direcciones contenidas en el plano transversal al del eje del captador solar, mientras que para aquellos tildados de bidimensionales los efectos de la difusión del haz son comparables en ambos planos, longitudinal y transversal al eje. Lógicamente la esbeltez propia de la geometría del captador solar y la disposición del receptor dictan que la gravedad de las pérdidas ópticas en el plano transversal supera con creces a las ocurridas en el plano longitudinal.

A continuación se listan las fuentes de errores ópticos en los sistemas de captación solar estudiados:

#### 1) Tamaño aparente del disco solar ( $\sigma_{sol}$ )

Es la dispersión angular producida por el valor finito del diámetro del Sol, y sus cambios aparentes. Es la mínima difusión que puede tener el sistema de captación, puesto que  $\sigma_{sol}$  es inevitable, aunque predecible. Por ello, a menudo se define el error óptico generado por el disco solar como la desviación típica estándar ( $\sigma_{sol} = \sigma_{estandar} = \sigma$ ), de tal forma que se suele indicar el total de errores ópticos del sistema en función de su equivalente en número  $n$  de

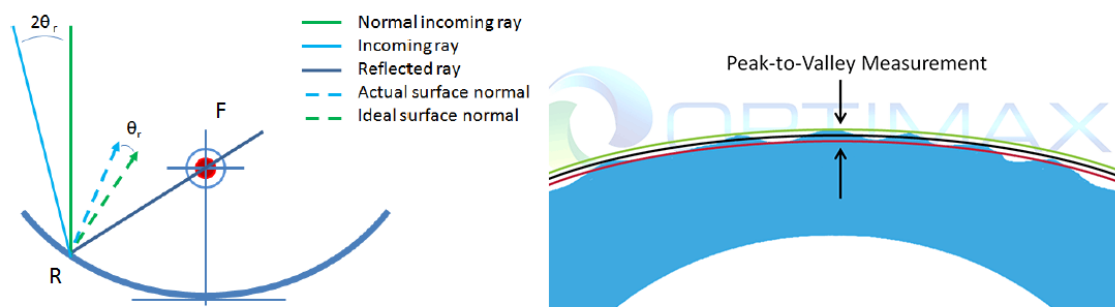
desviaciones típicas estándar. Aunque la distribución de energía a lo largo de la superficie del disco solar no es uniforme, se considera que tiene carácter aleatorio, y los estudios estadísticos llevados a cabo en este campo cifran la dispersión angular asociada al disco solar en  $\sigma_{\text{sol}} = 2,8$  mrad.

2) Superficie reflectante/refractante ( $\sigma_{\text{espejo}}$ )

Se refiere a la dispersión provocada por la reflexión no especular de la superficie del material reflectante. Así mismo, las lentes también pueden generar un error de difusión del haz.

3) Desviación respecto al contorno ideal del concentrador solar ( $\sigma_{\text{contorno}}$ )

También llamadas error de pendiente (*slope error*), consisten en que la normal al contorno local del espejo, o en su caso de la lente refractante, difiere de la ideal en ese punto. Se deben a las ráfagas de viento, que ejercen cargas dinámicas sobre el espejo (o lente), induciendo su deformación. La figura muestra representaciones de este tipo de error óptico sobre un espejo CCP y una lente. El error local producido, es decir, la diferencia angular entre las normales ideal y real del contorno en el punto en que el rayo incide sobre el espejo,  $\theta_r$  (figura 4.8), equivale a un rayo que incidiera sobre el espejo con un ángulo de incidencia  $2\theta_r$  respecto a la radiación directa incidente normal al área de apertura del captador solar.



**Figura 4.12. Representación del error inducido en el rayo reflejado por el error en el contorno de un espejo CCP (izq.) y error de contorno en una lente. Fuente: (NREL, 2016) y (Optimax).**

4) Desalineación ( $\sigma_{\text{desalineación}}$ )

Son errores angulares de posicionamiento del concentrador solar que provocan dispersión por desalineamiento con los rayos solares incidentes sobre el espejo (o lente). Sus orígenes se encuentran en desajustes y tolerancias excesivas en el sistema de seguimiento, o imperfecciones generadas en el proceso de fabricación de los componentes del captador, y su transporte, en la instalación de la estructura o en el montaje del receptor.

5) Ubicación errónea, desplazamiento o deslizamiento del receptor respecto del foco ( $\sigma_{\text{desplaz}}$ )

De nuevo, tolerancias y tensiones generadas por defectos en la fabricación, transporte e instalación del espejo y la estructura (en procesos de conformado, laminado, doblado en frío o caliente del panel de espejo...) y el tipo de estructura están detrás de cargas y errores en el posicionamiento correcto del receptor, fuera del foco, o perfiles erróneos del receptor o de los espejos o lentes. Además, estos errores se potencian cuando el sistema se encuentra en

operación, ya que hay que tener en cuenta dilataciones térmicas de algunos componentes como el receptor.

A la hora de valorar los errores sobre un captador solar, el tamaño aparente del Sol, la falta de especularidad y el contorno no ideal generado por la fuerza del viento sobre el concentrador son errores aleatorios, mientras que los errores por desalineación y desenfoque por ubicación incorrecta del receptor no pueden ser considerados como tal, por lo que estadísticamente no pueden ser descritos por una función de distribución tipo campana de Gauss. Por el teorema del límite central, el conjunto de errores aleatorios ( $\sigma_{\text{total aleatorios}}$ ) también podrá ser descrito por una distribución normal, cuya varianza es la suma de las anteriores.

$$\sigma_{\text{total aleatorios}}^2 = \sigma_{\text{sol}}^2 + \sigma_{\text{espejo}}^2 + (2 \cdot \sigma_{\text{contorno}})^2 \quad [4.42]$$

Tal y como se representa en la figura 4.8, el error óptico producido por la pendiente del espejo, es decir, la diferencia angular entre la normal de la pendiente ideal y real del espejo debe introducirse como  $2\sigma_{\text{contorno}}$ , ya que equivale a un haz que incidiese con un ángulo de incidencia que fuera el doble de la diferencia angular en ambas normales.

Adimensionalizando  $\sigma_{\text{desplaz}}$  con el diámetro del receptor, y transformando  $\sigma_{\text{desalineación}}$  y  $\sigma_{\text{total aleatorios}}$  mediante el factor de concentración, se consiguen 3 parámetros, independientes y válidos para cualquier tipo de arquitectura de captación solar, que pueden ser introducidos de en una función de distribución conjunta determinada, e integrando dicha función de distribución en función del ángulo cenital o el ángulo de incidencia se obtiene la predicción de la intensidad que incide sobre el receptor, y consecuentemente  $\gamma_{\text{int}}$ .

Por otra parte, otros autores como Rabl o Pujol sostienen que, al ser promediados a lo largo del tiempo y del todo el campo solar, todos los errores vistos anteriormente son estadísticamente independientes y pueden ser considerados aleatorios. De nuevo, aplicando el teorema central del límite a todos los errores ópticos se obtiene una variable estadística cuya distribución es una normal con varianza  $\sigma_{\text{tot}}$ , calculada mediante:

$$\sigma_{\text{tot}}^2 = \sigma_{\text{sol}}^2 + \sigma_{\text{espejo}}^2 + (2 \cdot \sigma_{\text{contorno}})^2 + \sigma_{\text{desalineación}}^2 + \sigma_{\text{desplaz}}^2 \quad [4.43]$$

La forma de proceder es análoga a lo ya descrito, se introduce  $\sigma_{\text{tot}}$  en una función de distribución, que en este caso será una curva de Gauss propia de una distribución normal, para calcular la intensidad de radiación interceptada por el receptor  $G_{\text{brec}}$ , y con ello el factor de interceptación.

#### 4.5.2 Diámetro óptico

La elección del diámetro del receptor para un determinado tamaño de captador solar, es decir, según la anchura de apertura del módulo, es una decisión importante, puesto que tiene una incidencia directa y sensible sobre la potencia útil extraída del sistema de captación y, por tanto, sobre el rendimiento.

Si se supone un captador solar, por ejemplo como el dado en la figura 4.8, sobre el que incidiese un haz de rayos con un ángulo de incidencia  $\theta$ , aplicando la ley de la reflexión, el rayo reflejado formaría con la normal al contorno en ese punto un ángulo  $\theta$ . Si se forma un

triángulo entre el punto  $R$  de incidencia del rayo en el contorno de espejo, el centro del foco  $F$  y el punto de corte de la perpendicular al radio vector de la parábola (segmento  $\overline{RF}$ ) con el diámetro  $d$  del receptor, por trigonometría se obtiene la relación existente entre el diámetro mínimo necesario para que el rayo sea interceptado por el receptor y el diámetro del mismo.

$$d/2 = \overline{RF} \cdot \tan \theta \quad [4.44]$$

El diámetro de receptor mínimo será aquel que intercepte toda la radiación del disco solar, valor que se obtiene particularizando  $\theta = \sigma_{sol}$  en la ecuación anterior. A partir de ahí, un incremento en el diámetro se traducirá en una cobertura creciente de los errores ópticos presentes, hasta asegurar el 100% de interceptación del flujo energético para  $\theta = \sigma_{tot}$ . Por tanto, queda demostrado que  $\gamma_{int}$ , y con ello  $\eta_o$ , crece según lo hace  $d$ .

Sin embargo, en contraposición a lo anterior, entrando en la ecuación de pérdidas del receptor (ecuación), resulta inmediato comprobar que  $\dot{q}_{loss}$  aumenta cuando se opta por incrementar el diámetro del receptor, por lo que puede resultar más interesante un diámetro  $d < 2 \cdot \overline{RF} \cdot \tan(\sigma_{tot})$ .

En conclusión, el diámetro óptimo del receptor, para un módulo de ancho de apertura  $D$ , será resultado de la acción simultánea de dos efectos contrapuestos que influyen directamente sobre la potencia útil extraída del módulo. Debido a la diferencia entre el comportamiento de las pérdidas ópticas, constantes ante la variación de  $T_{op}$ , y las pérdidas térmicas, crecientes con según  $T_{op}^2$ , es de prever que en concentradores que operan a  $T_{op}$  bajas, como por ejemplo los colectores sin concentración o sistemas de captación de bajo  $C_g \sim 5 - 10$ , se opte por diámetros de receptor tales que aseguren la captación del total de haz de rayos reflejados, mientras que en sistemas que operan a temperaturas medias y altas ( $T_{op} > 100 - 150 \text{ }^\circ\text{C}$ ), donde dominan las pérdidas térmicas sobre las ópticas, el diámetro óptimo suele ser tal que  $\gamma_{int} < 100\%$ . Los resultados ofrecidos en el capítulo 5 permitirán sacar conclusiones más concretas al respecto.

## 4.6 Eficiencia térmica. Curva de normalización. Normativa americana y europea

La eficiencia térmica del sistema indica la potencia térmica útil  $\dot{Q}_u$  que el colector solar es capaz de extraer al flujo de energía solar entrante en el sistema. Se determina realizando un balance de energía al sistema, de tal forma que:

$$\dot{Q}_u = \dot{Q}_{ab} - \dot{Q}_{loss} \quad [4.45]$$

Donde  $\dot{Q}_u$  es la potencia útil que extrae el concentrador solar,  $\dot{Q}_{ab}$  la potencia térmica absorbida y  $\dot{Q}_{loss}$  representa las pérdidas térmicas del sistema.

Dividiendo la expresión anterior por la potencia solar incidente se obtiene la eficiencia térmica en función del rendimiento óptico  $\eta_o$  descrito en apartados anteriores y de las pérdidas térmicas específicas por unidad de longitud,  $\dot{q}_{loss}$ .

$$\eta_t = \eta_o - \frac{\dot{q}_{loss}(T_{HTF}, T_a, V_v, IAM, \cos \theta, r_{ab}) \cdot L_c}{G_b \cdot L_c \cdot D} \quad [4.46]$$

Donde  $T_{HTF}$  es la temperatura del fluido térmico,  $T_a$  la temperatura del ambiente,  $V_v$  la velocidad del viento, IAM el coeficiente asociado al cambio en el ángulo de incidencia *Incidence Angle Modifier* y  $\cos \theta$  es el efecto coseno introducido por el ángulo de incidencia.

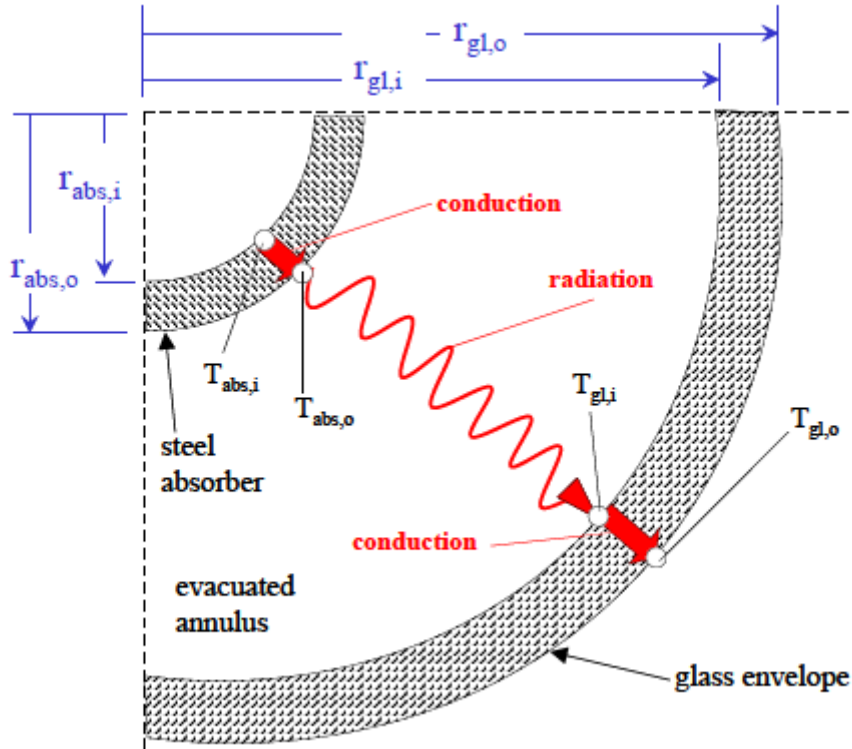


Figura 4.13. Esquema térmico unidimensional. Fuente: (F. Burkholder, 2008).

Partiendo del esquema térmico unidimensional mostrado, se pueden establecer las ecuaciones que describen las pérdidas térmicas por unidad de longitud en receptores térmicos lineales.

$$\dot{q}_{loss} = \frac{2\pi k_{ab}(T_{ab,i} - T_{ab,o})}{\ln\left(\frac{r_{ab,o}}{r_{ab,i}}\right)} = \frac{2\pi r_{ab,o} \sigma (T_{ab,o}^4 - T_{vid,i}^4)}{\frac{1}{\epsilon_{ab}} + \frac{(1 - \epsilon_{vid})}{\epsilon_{vid}} \left(\frac{r_{ab,o}}{r_{vid,i}}\right)} = \frac{2\pi k_{vid}(T_{vid,i} - T_{vid,o})}{\ln\left(\frac{r_{vid,o}}{r_{vid,i}}\right)} \quad [4.47]$$

Donde  $k_{ab}$  es la conductividad térmica del tubo metálico,  $r_{ab,i}$  y  $r_{ab,o}$  los radios interno y externo del tubo absorbente,  $T_{ab,i}$  y  $T_{ab,o}$  las temperaturas de la superficie interna y externa del tubo en ese punto de la longitud del mismo,  $\epsilon_{ab}$  y  $\epsilon_{vid}$  las emisividades térmicas del tubo y de la carcasa de vidrio,  $r_{vid,i}$  y  $r_{vid,o}$  los radios interno y externo de la carcasa de vidrio,  $k_{vid}$  la conductividad térmica del vidrio y  $T_{vid,i}$  y  $T_{vid,o}$  las temperaturas de las superficies interna y externa de la carcasa de vidrio en ese punto del receptor.

En el espacio entre tubo y carcasa al aplicación de vacío impide los mecanismos de conducción y convección, predominando la radiación entre la superficie externa del tubo absorbente y la cara interna de la carcasa de vidrio. El problema que se presenta es que, aparte de los parámetros geométricos, se desconocen los valores que toman las temperaturas involucradas, así como probablemente la emisividad del revestimiento selectivo a esa temperatura. Se puede proceder iterativamente, asumiendo valores iniciales de las variables fácilmente

medibles,  $T_{ab}$  y  $T_{vid,or}$ , para obtener el valor correspondiente de pérdidas térmicas para funcionamiento en el punto de diseño en condiciones estacionarias.

Sin embargo, para hallar la ecuación característica del concentrador solar que vamos buscando, en función de las condiciones de operación, las pérdidas térmicas por unidad de longitud,  $\dot{q}_{loss}$ , son modeladas por correlaciones. Una vez elegido el tubo absorbente, el fabricante realiza un ensayo, o parte de los datos experimentales facilitados por el proveedor para determinar la curva característica del concentrador solar. El montaje experimental puede ser previo al montaje de la estructura del concentrador solar, simulando la fuente de energía solar concentrada sobre el receptor mediante calentadores y termopares instalados internamente y en los extremos del tubo absorbente, más rápido y sencillo, pero menos preciso que la medida de las pérdidas térmicas en funcionamiento con el montaje del módulo completo.

El fabricante puede optar por otra solución, aproximar el valor de  $\dot{q}_{loss}$  mediante una simulación recurriendo a software de cálculo de instalaciones solares, como por ejemplo el programa System Advisor Model (SAM). Estos programas hacen uso de sofisticados algoritmos y métodos iterativos para el cálculo las variables principales de funcionamiento del sistema. El programa SAM incluye una correlación de  $\dot{q}_{loss}$  ideada por Price (F. Burkholder, 2008).

$$\dot{q}_{loss} = A_0 + A_1 \cdot (T_{HTF} - T_a) + A_2 \cdot T_{HTF}^2 + A_3 \cdot T_{HTF}^3 + A_4 \cdot G_b \cdot IAM \cdot \cos \theta \cdot T_{HTF}^2 + \sqrt{V_v} \cdot (A_5 + A_6 \cdot (T_{HTF} - T_a)) \quad [4.48]$$

$A_1$ ,  $A_2$  y  $A_3$  representan las pérdidas principales en condiciones de operación óptimas, mientras que con los coeficientes  $A_4$ ,  $A_5$  y  $A_6$  se incluye la influencia de condiciones climatológicas adversas, que no son contempladas en el laboratorio o en instalaciones en interiores, como la presencia de rachas fuertes de viento, las temperaturas ambientales extremas, o la presencia de nubes que puede producir errores en el seguimiento óptimo de la posición aparente del Sol. Tras los periodos de falta de irradiación solar directa por nubes, el sistema puede quedar desenfocado, con las consiguientes pérdidas ópticas adicionales por la disminución excesiva del factor de interceptación y los elevados ángulos de incidencia longitudinales y transversales.

En la mayor parte de los casos a los que se ha tenido acceso, sin embargo, las ecuaciones de pérdidas del tubo absorbente no tiene en cuenta efectos adversos como las rachas de viento, siendo a menudo expresiones polinómicas de tercer o cuarto grado dependientes únicamente de la temperatura media del fluido de trabajo,  $T_{HTF}$ , o en su defecto de la diferencia entre ésta y la temperatura ambiente. Por otra parte, se ha observado que no es corriente, y sin embargo sería conveniente para el estudio de la vida útil del campo solar, así como del estudio de los parámetros económicos y financieros del proyecto llevado a cabo, que los fabricantes incluyeran ciertas de previsiones acerca del deterioro progresivo, o en funcionamiento en condiciones semidefectuosas.

#### 4.6.1 Incremento de pérdidas térmicas

El nivel de desarrollo alcanzado por la ingeniería termosolar posibilita largos periodos de vida de los módulos solares. En algunos casos, y según el tipo de concentrador solar del que se trate, se pueden superar los 25 años de vida útil manteniendo un nivel alto de rendimiento, o

sufriendo tan sólo leves caídas del mismo. Un mantenimiento periódico, pero eficaz, como pudiera imaginarse, resulta clave para garantizar el buen estado de los componentes del módulo solar, en especial los dos elementos fundamentales y más frágiles, el tubo absorbente y los espejos.

El deterioro prematuro del receptor viene marcado por la rotura, alteración o descomposición de las barreras aislantes del tubo. Dada la arquitectura del tubo receptor, su correcto funcionamiento depende fundamentalmente de qué ocurre en la región anular del mismo. Las deficiencias en esta región, se traducen rápidamente en incrementos de pérdidas térmicas que pueden resultar dramáticos para el rendimiento energético del módulo. A continuación se ofrece un listado de las principales causas que desencadenan deterioros moderados o graves del tubo, y posteriormente se profundiza en cada una de ellas:

- 1 Rotura de la carcasa exterior
- 2 Evaporación
- 3 Desgasificación
- 4 Permeabilidad de H<sub>2</sub>
- 5 Fugas

La rotura total o parcial de la cubierta transparente externa es la peor de las incidencias posibles que puede sufrir un tubo absorbente. Ya sea el caso de un tubo evacuado o no evacuado, la pérdida de la protección de la capa de vidrio en un punto del tubo provoca la cesión directa de calor al ambiente. En tubos evacuados, totalmente predominantes en la industria para aplicaciones de temperatura media  $\geq 250$  °C, el incremento de pérdidas térmicas acaecido por la rotura de la carcasa es incluso mayor, puesto que el revestimiento pierde sus propiedades selectivas al ser oxidado totalmente por el aire entrante procedente del ambiente. La emisividad resultante del tubo pasa a ser, pues, la del metal oxidado del tubo interior. Esto, en tubos absorbentes de acero como los utilizados en el mercado de gran escala, supone  $\epsilon=0,65$ , en comparación con emisividades típicas próximas al 10% operando en el punto de diseño en condiciones óptimas.

Dadas las graves consecuencias vistas, la rotura de la carcasa obliga al reemplazo del segmento de tubo dañado, procedimiento éste complejo y caro, debido a las uniones soldadas entre segmentos consecutivos. La adopción de medidas preventivas en la gestión del funcionamiento de las instalaciones solares, con los llamados posicionamientos seguros de los paneles concentradores, así como otras medidas de protección, ayudan a evitar en muchos casos las roturas de las carcasas. Sin embargo, dada la baja protección de la posición del receptor en la mayoría de los tipos de concentradores solares de media temperatura y las condiciones extremas presentes en las localizaciones en que se suelen asentar los campos solares, ocasionalmente se producen fracturas de la carcasa de vidrio en algún módulo del campo solar, fundamentalmente por empeoramiento repentino de las condiciones climatológicas (tormentas, granizadas, o impactos de objetos en el cristal al ser arrastrados por fuertes rachas de viento), o por tensiones originadas por choques térmicos ante variaciones entre temperaturas ambientales extremas. Sin embargo, la causa más probable de rotura del tubo es la propia incidencia de los rayos solares sobre la zona más débil del mismo, las uniones soldadas vidrio-metal, así como la elevada diferencia de temperaturas entre el extremo



metálico del tubo, próximo a la temperatura de operación del fluido de trabajo, y el vidrio de la carcasa, que se mantiene a temperaturas muy cercanas a la del ambiente.

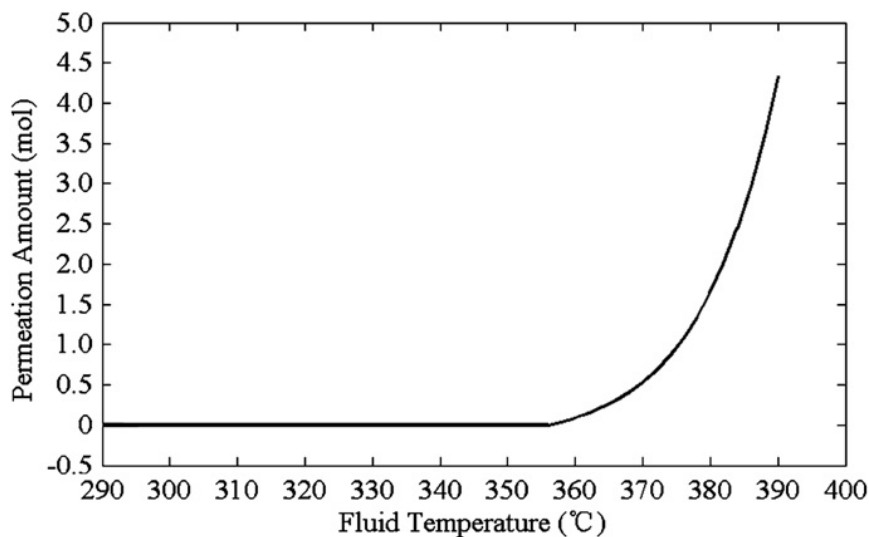
La aplicación de vacío en la región anular entre tubo y carcasa resulta imprescindible para el buen funcionamiento de los tubos evacuados, no únicamente por evitar pérdidas de origen convectivo, sino para proteger de la inestabilidad de los materiales que conforman el revestimiento selectivo a altas temperaturas y presión atmosférica. En relación con esto, la evaporación y desgasificación de materiales del sistema, la permeabilidad de gases a través del tubo interno y las fugas entrantes por las juntas representan serias amenazas, puesto que todos estos procesos generan a medio y largo plazo gases que, aun siendo reactantes o no con la película selectiva aplicada sobre el tubo absorbente, proveen un medio físico para la transmisión de calor hacia el ambiente. La evaporación de los materiales integrantes del tubo interno ocurre cuando la presión de vapor de éstos es superior a la presión a la que son sometidos. Sin embargo, la incidencia de este inconveniente puede despreciarse actualmente, puesto que los materiales utilizados en los receptores, tales como acero inoxidable o el cobre en el tubo absorbente o Al, Ti, W, Mo, etc. en las películas selectivas, poseen presiones de vapor muy inferiores a la presión de vacío aplicada en los tubos ( $10^{-2}$ - $10^{-3}$  bar) en todo el intervalo de temperaturas de operación de los mismos.

La desgasificación tiene su origen en la presencia de partículas gaseosas retenidas en el interior del tubo absorbente, y que posteriormente por procesos de difusión y desorción son expulsadas hacia la región de vacío. Las fuentes de procedencia de estas partículas están en los procesos de fabricación y conformado del tubo interno; en los procedimientos de elaboración y aplicación de los revestimientos selectivos, particularmente en los recubrimientos Sol-gel; y como consecuencia derivada de exposiciones prolongadas a ambientes atmosféricos durante un tiempo prolongado. En este último caso, el material selectivo en contacto con aire se oxida y adsorbe partículas de gas en su capa más externa. Cuando la región anular del tubo se somete al vacío, las partículas de gas atrapadas en el interior del tubo difunden hacia la superficie externa del tubo, desde donde se inicia un proceso de desorción hacia la región a baja presión. El problema de la desgasificación crece al aproximarse al punto de diseño del concentrador solar, puesto que los procesos de difusión y desorción crecen con la temperatura. En cambio, el impacto inicial de la desgasificación tiende a decrecer exponencialmente con el tiempo de exposición al vacío, según se disminuye el desequilibrio en la concentración del gas a un lado y otro.

La tendencia a la desgasificación viene marcada por la energía de enlace de las partículas gaseosas, a través del proceso de difusión de las mismas. Así, aquellas de menor energía de enlace son más propensas a difundir a menor temperatura, mientras que energías de enlace elevadas tienden a inhibir el proceso de difusión. Por desgasificación, los modelos de tubo actuales en el mercado generan predominantemente  $H_2$ , al haber quedado atrapado éste en la fabricación tanto del acero como de las películas selectivas. También suelen quedar retenidas en los recubrimientos partículas de Ar,  $N_2$  y bajas concentraciones de otras especies. La especie de las partículas generadas es un aspecto a controlar, no solo por la reactividad que pueda tener con el material selectivo, sino por la conductividad térmica de la partícula, lo cual influye en las pérdidas del tubo, y sobre todo por la capacidad de adsorción de los captadores o *getters* sobre ese tipo de gas. El hidrógeno es fácilmente eliminado por los captadores no

evaporables que se instalan junto a la superficie interior de la carcasa de vidrio; sin embargo, resulta más complicado eliminar gases como  $N_2$  y sobre todo los gases nobles remanentes en la región entre tubo y carcasa.

La principal fuente de generación real de gas  $H_2$  en la región anular intermedia no es la desgasificación, como pudiera parecer en primera instancia, sino otro fenómeno conocido como la permeabilidad del  $H_2$  a través del tubo. Este proceso se diferencia del anterior en que el hidrógeno se genera en la degradación de los aceites térmicos a  $T_{op} \geq 400^\circ C$ , concretamente en el craqueo de los hidrocarburos contenidos en el fluido de trabajo. La presencia de impurezas en el fluido favorece y acelera el proceso. Los productos derivados de la reacción son arrastrados por el interior del tubo y pueden ser retirados en la salida del circuito primario, a su llegada al bloque de potencia; sin embargo, no ocurre lo mismo con las partículas gaseosas  $H_2$ , que termina por penetrar el tubo y difundir hacia la superficie externa, en contacto con la región a baja presión. El proceso que determina la velocidad de la permeabilización del  $H_2$  es la degradación del fluido térmico, y no la velocidad de difusión, como ocurriría en la desgasificación. Por tanto, la permeabilización del  $H_2$  es inexistente a temperaturas bajas y su crecimiento casi nulo hasta  $T_{op} \approx 380-400^\circ C$ , apareciendo de manera prácticamente súbita a partir de entonces. Sirva como apoyo resultados obtenidos en investigaciones con simulaciones de funcionamiento y experimentos de envejecimiento acelerado, como los recogidos por J. Li, Z. Wang, J. Li y D. Lei en la siguiente gráfica. Ésta representa la permeabilización de las partículas gaseosas de  $H_2$  a través del tubo absorbente tras 25 años en operación. Como se ha comentado anteriormente, no se aprecia disipación del vacío en la región anular del tubo hasta temperaturas próximas a la de descomposición del aceite térmico.

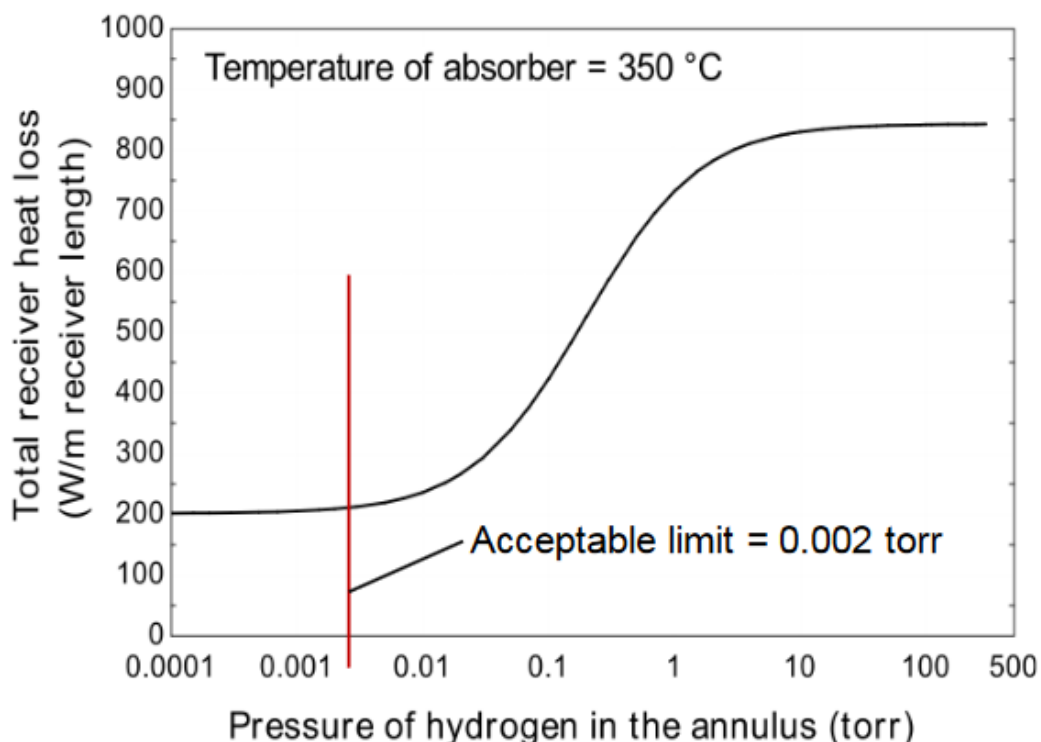


**Figura 4.14. Permeabilidad de  $H_2$  a largo plazo. Fuente: (Jian Li, 2012)**

Por lo que respecta a los nuevos fluidos térmicos en el mercado, las sales fundidas, no se encuentran en absoluto tan comprometidas por estos problemas. De hecho, entre sus ventajas cuenta con temperaturas máximas de operación mucho más elevadas, hasta  $550^\circ C$  aproximadamente, aunque según los estudios relacionados con el tema, la descomposición realmente comienza en torno a los  $580^\circ C$ . Las sales fundidas no generan hidrógeno permeable

en su proceso de descomposición, pero sí subproductos corrosivos y tóxicos, como nitritos y peróxidos.

Pequeñas concentraciones de hidrógeno pueden causar pérdidas graves de rendimiento. Según las fuentes consultadas, el total del hidrógeno generado por permeabilización y desgasificación puede cifrarse en niveles de pérdidas térmicas en el tubo entre 5 y 8 veces superiores respecto al tubo en condiciones óptimas. El movimiento caótico de los átomos de  $H_2$  los hace buenos conductores de la energía calorífica. Para evitarlo, es habitual instalar captadores pegados a la cara interna de la carcasa de vidrio. Un experimento llevado a cabo en el laboratorio NREL (Glatzmaier, 2010) sobre el tubo comercial Schott PTR70, apto para módulos de gran escala, describen el comportamiento cuando se saturan los captadores de gases y cuantifican las pérdidas ante la acumulación de  $H_2$ .



**Figura 4.15. Aumento de pérdidas térmicas en el tubo absorbente ante saturación del getter. Fuente: (Glatzmaier, 2010)**

Como puede comprobarse en el gráfico adjunto, la presencia de hidrógeno en la región anular del tubo comienza a producir efectos perjudiciales significativos con presiones parciales de hidrógeno mínimas, en torno a 0,002 torr o  $2,66 \cdot 10^{-6}$  bar. Este umbral marca la tolerancia del tubo en el punto de diseño. A partir de ese momento, la tasa de pérdidas crece rápidamente hasta un máximo de 850 W/m, momento en que queda estabilizada. Alcanzar este tope significa un nivel de pérdidas 4,5 veces las que cabría esperar en un tubo en buenas condiciones.

Cuando la presencia de gases no reactantes en la región entre tubo y carcasa alcance el umbral máximo permitido, será necesario purgar el tubo y, en su caso, reemplazar el getter. En concreto, el umbral mostrado en la gráfica para el caso del hidrógeno determina el momento

en que la capacidad de adsorción del getter comienza a disminuir como resultado de la saturación del mismo.

Por último, las fugas constituyen otra fuente de pérdidas térmicas adicionales en el tubo. Son filtraciones de aire entrante que ocurren sin producirse la rotura de la carcasa de vidrio, a través de las uniones selladas virio-metal y las uniones soldadas metal-metal. La imperfección inherente de los sistemas de sellado y unión entre tubos hace imposible garantizar un nivel de fugas nulo a largo plazo. Al entrar aire en la zona de vacío, las pérdidas por convección estarían de nuevo presentes y el recubrimiento selectivo se degradaría, al igual que en el caso de rotura de la carcasa. Sin embargo, las pérdidas no se producen directamente con el ambiente, sino con la superficie interna de la carcasa.

En resumen, la rotura de la carcasa es la peor de las incidencias que puede sufrir un tubo, en cuanto a la gravedad de los daños en el tubo y el aumento de costes por un reemplazo obligado del tubo. Sin embargo, estadísticamente, la permeabilización del H<sub>2</sub> es la causa de deterioro más probable y de mayor aportación a las pérdidas térmicas del tubo. Dicho esto, se exponen algunas conclusiones y soluciones ante los posibles problemas vistos en el tubo:

- ❖ Presentación de estudios de deterioro e incremento de pérdidas esperados a medio o largo plazo en el campo solar, basado en la probabilidad de incidencias, experiencias previas y desempeños en proyectos anteriores, y en la inestabilidad de las condiciones climatológicas de la localización. Determinar el impacto de las deficiencias encontradas en el coste de la inversión y en otros parámetros económicos y financieros de la instalación.
- ❖ Prevención de rotura de carcasa.
  - La rotura de la zona próxima a la soldadura vidrio-metal es la causa más probable de rotura del tubo. Es necesario, pues, el desarrollo de nuevos diseños de tubo que limiten la exposición de estas zonas a tensiones de origen térmico excesivas.
  - Valorar la inclusión de barreras laterales y muros a la disposición de los lazos en el campo solar, para evitar el impacto directo de materiales arrastrados por las ráfagas de aire. Simulación previa en túneles de viento, cálculo de las sombras proyectadas por los muros y rediseño de los márgenes externos del campo solar.
  - Instalación de cubierta acristalada envolvente tipo “nave industrial” o “invernadero”, alrededor de campo solar al completo, a costa de una reducción de la eficiencia óptica del módulo.
- ❖ Medidas de contención del hidrógeno
  - Investigación en nuevas técnicas de inhibición de la difusión y formación de gases, como por ejemplo aplicación de películas debajo del revestimiento selectivo con materiales afines a interaccionar con las partículas de hidrógeno.
  - Estudio de la duración estimada del getter, y mantenimiento periódico adecuado para detectar la saturación del mismo y reemplazarlo en el plazo adecuado.
  - Ante una posible insuficiencia de la capacidad de captación del getter, se propone como medida alternativa aumentar la presión parcial de gases nobles de alta densidad, como el Xenón, que reducen sensiblemente los efectos perjudiciales de la presencia de hidrógeno en la región anular del tubo, al limitar el movimiento de las partículas libres de H<sub>2</sub>. Se consigue así mitigar en parte las pérdidas, que serán un 30-50% superiores a las del tubo en condiciones óptimas. Actualmente, existen en fase experimental

dispositivos de este tipo, basados en cápsulas de almacenamiento del gas denso no reactante instaladas en los extremos del tubo y láseres pulsados. El láser, colocado fuera de la cubierta de cristal, actúa cuando se detecta la degradación del aceite térmico, o ante un aumento de la presión parcial de H<sub>2</sub> por encima del umbral permitido. Atraviesa el vidrio transparente y funde el metal de la cápsula de almacenamiento, liberando el gas en su interior.

- ❖ Purgar los gases nobles y otros gases libres no reactantes con el revestimiento selectivo remanentes en la sección anular del tubo, sobre los que los getters no poseen capacidad de captación.

#### 4.6.2 Curva de normalización del colector acorde con la normativa vigente

La curva de normalización, o curva característica del módulo es aquella que define el rendimiento térmico del colector solar a lo largo del intervalo de temperaturas de operación en que éste es aplicable. Es frecuente encontrar diferentes aproximaciones de la curva de normalización del concentrador solar, en función del coeficiente global de intercambio del colector  $U_L$ , de una serie de coeficientes de pérdidas o definiendo el calor útil en términos de la energía absorbida por el fluido térmico en el proceso, entre la entrada y la salida del concentrador solar. Actualmente no existe una normativa única específicamente desarrollada para concentradores solares, sino que las normas vigentes están basadas en aquellas aplicadas a captadores solares sin concentración, y colectores solares de baja concentración, impulsadas por los organismos ISO y ASHRAE a finales de la década de los 80 y principios de los 90. Partiendo de estos estándares, las normas fueron adaptadas para extender su uso a algunos tipos de concentradores, principalmente sistemas CCP y Fresnel, y bajo ciertas condiciones muy restrictivas, no siempre representativas de las condiciones reales.

Desde el punto de vista empresarial, hoy en día es esencial poder asegurar la calidad del producto que se está ofertando al mercado. Los sistemas de certificación encuentran su razón de ser en esta idea, ya que son un medio de acreditación de las cualidades y prestaciones del sistema de captación solar, una tarjeta de presentación con la que compararse y diferenciarse de una competencia especialmente activa y agresiva en el mercado de ingeniería solar térmica de baja temperatura, y cada vez más en sistemas termosolares de media temperatura.

Queda claro, por tanto, que la posesión de un certificado que acompañe al producto redundará en el posicionamiento de la empresa y sus soluciones en sistemas de captación solar y generación de calor de proceso. Sin embargo, existen muchas empresas operando en el sector que no poseen este tipo de certificados para sus productos. Y es que no siempre resulta un buen negocio. Existen razones que a veces empujan a los fabricantes a tratar de integrarse en los mercados previamente a la consecución de estándares de aprobación vigentes en dichos mercados. Las más importantes se tratan a continuación.

- 1) Infraestructura subdesarrollada

Se entiende que debe existir una estructura a nivel tanto institucional y organizativo como operativo. En primer lugar, debe existir el estándar como tal, es decir, el certificado como modelo de tramitación. Deben especificarse los requisitos y características que impone en los sistemas de captación solar a ensayar, las pruebas a realizar y la definición de los modelos y procesos de ensayo a llevar a cabo. Por supuesto, la certificación debe cumplir con las reglas marcadas en el país o región en cuestión para este sector, y estar aprobado por éstos. De lo contrario no tendrá valor ni validez alguna.

En segundo lugar, se necesitan laboratorios autorizados que tengan la capacidad logística y los equipos necesarios para llevar a cabo la totalidad de los procedimientos a realizar (medición experimental de la curva de eficiencia, ensayo de durabilidad, temperatura de estancamiento, presión máxima....) según las normas dictadas por el estándar.

Por último, los gobiernos deben designar cuáles son las instituciones y organismos que evalúan los resultados y la conformidad de los productos con la norma, gestionan la tramitación y sellan la concesión del certificado.

## 2) Falta de planificación y lentitud en la tramitación

Los países que apuestan por políticas de creación de sistemas de certificación de nueva generación, o apoyan la implantación de otros ya existentes, deben anunciar con suficiente antelación sus políticas y los requerimientos que van a exigir, para dar la oportunidad a la industria a que se ajuste a los cambios. Además se debe tener en cuenta la posible adaptación de los sistemas ya presentes en el mercado.

Por otra parte, los gobiernos deben prever y dar a conocer a las empresas involucradas los tiempos medios de ensayo y tramitación del certificado. Retrasos imprevistos o lentitud en la gestión restan atractivo de cara a la entrada de inversores en el mercado, y pueden transformarse en falta de competitividad, y pérdidas y costes no previstos para las empresas que han pagado por la certificación de su producto y que deberían beneficiarse de las ventajas de dicha certificación.

## 3) El coste y dificultad de herramientas de financiación

Como es habitual en los mercados de energías alternativas, el coste elevado y la dificultad para encontrar medios de financiación son el principal lastre para los fabricantes. Y los procesos de certificación suelen ser complejos, largos, con la participación de un buen número de integrantes y costosos.

Los costes del sistema de certificación, su implantación, mantenimiento, costes de ensayo y desarrollo de mejoras del sistema de certificación, corren a cuenta de las empresas. La tramitación de estos certificados, el mantenimiento y renovación del título, resulta costoso, tanto que a menudo ahogan a las empresas, que se ven incapaces de afrontarlo, o sencillamente no les aporta rentabilidad económica. De hecho, en mercados pequeños, puede no compensar la obtención de un certificado hasta no disponer de volúmenes de negocio que puedan compensar los costes. Los gobiernos deben ser conscientes de este aspecto a la hora de establecer la obligatoriedad de obtención del certificado, y con políticas de subvenciones e incentivos financieros, especialmente en mercados aún demasiado jóvenes, pero de los que se

prevé un gran potencial a medio plazo, como es el caso de la tecnología solar de concentración de pequeña escala (*micro-CSP*).

La inversión por parte de los gobiernos en iniciativas para la incentivación de los certificados debe considerarse como una inversión, no sólo para el desarrollo del mercado, sino como medio de aseguramiento de altos niveles de calidad a largo plazo. Sin embargo, en contraposición a lo anterior, excesivas ayudas fiscales o financieras pueden inducir a una disminución de la competitividad entre las empresas, circunstancia que probablemente ya ocurrió con las ayudas del plan PER anteriores al 2010.

4) Falta de reconocimiento y publicidad de los certificados por parte de los organismos pertinentes

Para que la existencia de un certificado tenga sentido es esencial el apoyo y reconocimiento del gobierno e instituciones pertinentes. Estos mismos agentes deben encargarse de publicitar el certificado y sus ventajas a todos los integrantes del mercado, tanto a los componentes de la industria (productores, consultorías tecnológicas e instaladores) como a los clientes y consumidores. En este sentido, resultan de utilidad eventos de promoción (conferencias, convenciones...) y campañas publicitarias y de sensibilización de energía verde y sostenibilidad del medioambiente.

5) Diversidad de estándares. Falta de uniformidad en los requisitos y criterios de estandarización

La simultaneidad y coexistencia de múltiples estándares, válidos para regiones limitadas y distintos a los impuestos en otras zonas o países, es una barrera para empresas que quieren participar de estos mercados, ya que incurren en costes adicionales al tener que tramitar múltiples certificados de calidad para un mismo producto. La siguiente figura muestra una representación de este problema, con diversidad de estándares impuestos a nivel nacional o internacional en las últimas décadas.



**Figura 4.16. Mapa del mundo de certificados de calidad y normas aplicables. Fuente: (Guide on Standardization and Quality Assurance for Solar Thermal, 2012).**

Por otra parte, la falta de uniformidad y criterios de estandarización dificultan la maniobrabilidad y adaptación de las empresas a diferentes mercados, y promueve desventajas entre unas y otras, según la región. De nuevo, se hace patente la necesidad de confluir hacia una misma corriente, hacia una solución que simplifique la situación, y que sea capaz de adaptarse al avance y novedades del sector termosolar.

La normativa vigente que se aplica a día de hoy en concentradores solares de media temperatura, a expensas de la implantación de una nueva generación de normas que den respuesta a los nuevos conceptos y diseños de concentradores entrantes en el mercado, puede resumirse en dos corrientes:

- ❖ Normativa europea UNE EN 12975-2
- ❖ Normativa americana ANSI/ASHRAE 93-77

EN 12975-2, desarrollada tomando como punto de partida el estándar internacional ISO 9806, publicada en 2006 y revisada y adaptada en 2011, es la norma de uso más extendido en laboratorios autorizados no solo en Europa, sino en todo el mundo. Será, por tanto, la herramienta que sirva en próximos capítulos para realizar el estudio comparativo entre los modelos que se ofertan en el mercado. Esta norma contempla dos posibles métodos de ensayo, según se desarrolle en condiciones estacionarias o cuasi-dinámicas. En el primer caso, la curva resultante es más sencilla. Sin embargo, la extrema rigidez e invariabilidad de las condiciones de ensayo, así como su incapacidad para incluir la influencia del ángulo de incidencia, hacen imposible su aplicación bajo condiciones estacionarias a colectores con sistema de seguimiento y dispositivos con sistemas de almacenamiento. El ensayo cuasi-dinámico añade sobre la base del ensayo estático ciertas correcciones que permiten describir con mayor exactitud el comportamiento del colector, así como ampliar su rango de uso a los colectores de media concentración. Para esto último la más importante de las innovaciones introducidas es que ahora se diferencia entre radiación directa y difusa. Además, tiene en



cuenta las variaciones de rendimiento en estado transitorio, y las influencias sobre el mismo del viento y de las componentes de la irradiación sobre el colector con elevadas longitudes de onda. La expresión resultante de la curva característica es la siguiente.

$$\frac{Q_u}{A_{ap}} = \eta_0 k_{\theta_b}(\theta) G_b + F'(\tau\alpha) k_{\theta_d} G_d - a_1(T_m - T_a) - a_2(T_m - T_a)^2 - a_3 v(T_m - T_a) - a_4(G_L - \sigma T_a^4) - a_5 \cdot \frac{dT_m}{dt} - a_6 u G_{tot} \quad [4.49]$$

Donde

$a_1$  es el coeficiente lineal de pérdidas térmicas ( $W/m^2K^1$ )

$a_2$  es el coeficiente cuadrático de pérdidas térmicas ( $W/m^2K^2$ )

$a_3$  indica la dependencia de las pérdidas térmicas con la velocidad del viento ( $J/m^3K$ )

$a_4$  indica las pérdidas térmicas por irradiancia de alta longitud de onda ( $W/m^2K$ )

$a_5$  es el coeficiente de capacidad térmica efectiva ( $J/m^2K$ )

$a_6$  es el coeficiente de pérdidas ópticas por viento (s/m)

$A_{ap}$  es el área de apertura neta reflectante del módulo de concentrador solar

$F'(\tau\alpha)$  es el factor de eficiencia del colector sobre el producto  $\tau\alpha$

$k_{\theta_b}(\theta)$  es el coeficiente IAM para radiación directa

$k_{\theta_d}$  es el coeficiente IAM para radiación difusa

$G_b$  es la irradiancia solar directa ( $W/m^2$ )

$G_d$  es la irradiancia solar difusa ( $W/m^2$ )

$G_L$  es la irradiancia de onda larga,  $\lambda > 3\mu m$  ( $W/m^2$ )

$Q_u$  es el calor útil absorbido por el fluido térmico a su paso por el interior del módulo de concentrador solar

$T_m = (T_i + T_o)/2$  es la temperatura media del fluido térmico dentro del colector (K)

$T_a$  es la temperatura del ambiente (K)

$v$  es la velocidad del viento en los alrededores (m/s)

$\eta_0$  Eficiencia óptica pico del captador solar

$\sigma$  es la constante de Stefan-Boltzman ( $W/m^2K^4$ )

La ecuación anterior está particularizada para captadores solares con concentración, puesto que de lo contrario  $\eta_0$  se vería reemplazada por el factor de eficiencia del colector,  $F'(\tau\alpha)$ , o producto efectivo de la transmisividad  $\tau$  y absorptividad  $\alpha$  del receptor, más simple al depender de menos factores. La eficiencia óptica del módulo se obtiene a través de la ecuación.

La expresión dada para  $\eta_t$  nace de la realización de un balance de energía al sistema. La principal diferencia que introduce la norma europea respecto de la americana, la cual se verá a continuación, es el salto de temperaturas introducido por el módulo. El estándar europeo hace uso de la temperatura media del fluido ( $T_m$ ) entre su entrada y salida del módulo en lugar de la temperatura media de la superficie exterior del tubo absorbente, mientras que según ASHRAE la temperatura elegida es la de entrada al receptor.

El coeficiente global de pérdidas,  $U_L$ , se compone de varios términos. Dichos términos son identificados de manera separada mediante los coeficientes  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_3$ ,  $a_4$ ,  $a_5$  y  $a_6$ . Así,  $a_1$  y  $a_2$  modelan la dependencia lineal y cuadrática de las pérdidas térmicas con la temperatura,  $a_3$  y  $a_6$  el incremento de pérdidas térmicas y ópticas por ráfagas de viento, respectivamente;  $a_4$  se relaciona con la irradiación de onda larga y  $a_5$  muestra la influencia de la capacidad térmica del fluido de trabajo

La norma restringe la irradiación difusa, entre otras condiciones de ensayo, a un porcentaje máximo menor del 30%. De hecho, asume que la prueba se realiza en un día soleado, de tal forma que  $G_b/G_{tot} = 85\%$ , y  $G_d/G_{tot}=15\%$ . Los concentradores de media y alta concentración no pueden aprovechar la radiación difusa en los alrededores, por lo que el factor introducido por el ángulo de incidencia sobre la irradiación difusa, que además es constante puesto que es independiente del propio  $\theta$ , resulta despreciable, y no se tiene en cuenta. Así pues, las pérdidas ópticas debidas a ángulos de incidencia no nulos, es decir, por desalineaciones respecto de la radiación solar directa  $G_b$ , son representadas mediante el factor  $k_{\theta_b}(\theta)$ . En algunos tipos de concentradores solares el factor del ángulo de incidencia para  $\theta \leq 15^\circ$  se mantiene cercano a 1, similar al caso de incidencia perpendicular al plano de apertura del concentrador.

La estadística determina que en ecuaciones polinómicas con dependencia lineal de muchos parámetros respecto de una misma variable, en este caso la temperatura o el salto de temperaturas entre la temperatura del ambiente y la temperatura media del fluido térmico dentro del receptor, existe una gran dependencia entre dichos parámetros y, por tanto, alta sensibilidad de los mismos ante pequeñas variaciones en las condiciones de medida o desviaciones de los resultados experimentales. Esto dificulta el cálculo de valores fiables de los coeficientes de la curva característica del colector. La aplicación de un análisis de regresión multilinear a la curva permite realizar un ajuste más estable de la misma, reduciendo la incertidumbre a costa de despreciar aquellos coeficientes menos influyentes. De esta manera se concluye que los coeficientes  $a_3$  y  $a_6$  que indican la dependencia de las pérdidas térmicas y ópticas del tubo receptor con la velocidad del viento, así como las pérdidas térmicas debidas a la irradiación de alta longitud de onda sobre el módulo,  $a_4$ , son despreciables.

$$\eta_t = \frac{Q_u}{A_{ap} \cdot G_b} = \frac{\eta_o \cdot k_{\theta_b}(\theta)}{0,85 \cdot k_{\theta_b}(\theta=15^\circ)} - \frac{a_1(T_m - T_a)}{G_b} - \frac{a_2(T_m - T_a)^2}{G_b} - \frac{a_5}{G_b} \cdot \frac{dT_m}{dt} \quad [4.50]$$

Por otra parte, las rígidas condiciones de ensayo y las mínimas desviaciones permitidas en la temperatura media del fluido de trabajo durante el tiempo de ensayo y medida de los puntos experimentales (véase la tabla 4.1) provocan que el término no estacionario tenga una influencia mínima sobre la eficiencia térmica, y el valor obtenido de la capacidad térmica efectiva esté asociado a una elevada incertidumbre. La norma dicta que se realicen mediciones

cada 5 minutos para comprobar la influencia del término transitorio, que a menudo resulta despreciable bajo las condiciones estables del ensayo de rendimiento. La escasa contribución de la fluctuación del salto de temperaturas puede comprobarse midiendo en intervalos regulares de tiempo la temperatura del fluido a la entrada del módulo, y a la salida del mismo:

$$\frac{dT_m}{dt} = \frac{T_m(n+1) - T_m(n)}{t(n+1) - t(n)} = \frac{[T_o(n+1) - T_o(n)] - [T_i(n+1) - T_i(n)]}{2\Delta t} \approx 0 \quad [4.51]$$

El rendimiento es un parámetro que no admite medida directa, sino que para hallarlo será necesario el cálculo del calor útil transferido al fluido térmico que circula por el interior del tubo receptor. Esta potencia calorífica se halla en función de las temperaturas del fluido de trabajo a la entrada ( $T_i$ ) y salida del receptor ( $T_o$ ), el flujo másico del mismo y el calor específico del fluido característico para ese rango de temperaturas.

$$\dot{Q}_u = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_o - T_i) \quad [4.52]$$

Conociendo la relación entre el calor útil y el rendimiento dado por la ecuación 4.50, se obtiene el rendimiento térmico del colector dividiendo por el área neta de apertura del concentrador solar y la irradiancia directa durante el ensayo. Al reflejar los puntos medidos en la gráfica del rendimiento frente a al salto de temperaturas entre la temperatura media del fluido en el receptor y la temperatura de entrada, se obtiene la curva experimental de la eficiencia térmica del módulo. Mediante un ajuste cuadrático pueden conocerse los coeficientes de pérdidas lineal y cuadrático dependientes de la temperatura. Los resultados presentados en forma de tablas en el capítulo 5 de este proyecto recogen los parámetros característicos básicos ( $\eta_o$ ,  $a_1$  y  $a_2$ ) de todos los modelos comerciales recientes o actuales a los que se ha tenido acceso.

La descripción del ensayo de rendimiento según la norma UNE EN 12975-2 queda completada con las condiciones de ensayo, las cuales se muestran a continuación:

**Tabla 4.1. Ensayo de rendimiento térmico según norma UNE EN 12975-2.**

Condiciones de ensayo	Ensayo estacionario	Ensayo cuasi-dinámico
$G_{tot}$ [ $W/m^2$ ]	$> 700 \pm 50$	700-1000
$G_d/G_{tot}$ [%]	$< 30$	N.D. <sup>(1)</sup>
$T_a$ [K]	$25-40 \pm 1,5$ <sup>(2)</sup>	$25-40 \pm 1,5$ <sup>(2)</sup>
$T_i$ [K]	$[(T_{max} - T_a)/4] \cdot n \pm 0,1$	$[(T_{max} - T_a)/4] \cdot n \pm 0,1$
$\Delta T_m$ [K]	$> 1$	$> 1$
$\theta$ [°]	$< 20$ <sup>(3)</sup>	$20$ <sup>(3)</sup> - 60
$\dot{m}$ [ $kg/s \cdot m^2$ ]	$0,02 \pm 1\%$	$0,02 \pm 1\%$
$v$ [m/s]	2-4	1-4

Notas:

- (1) N.D. indica la no disponibilidad de dicho valor o su falta de especificación en la norma.
- (2) La desviación máxima permitida de la temperatura ambiente para ensayo del módulo en interiores es 1 K, mientras que en exteriores la tolerancia máxima es 1,5 K.

- (3) La norma dicta que la irradiancia medida durante el ensayo no debe superar un ángulo de incidencia superior a 20° o, alternativamente, un ángulo tal que no modifique el factor IAM más de un 2%

Es necesario hacer algunas aclaraciones sobre las condiciones de ensayo. Al no disponer de acceso directo a la normativa, por no ser ésta de uso público, se ha recurrido a la consulta de diferentes fuentes para establecer un intervalo de los valores frecuentes que toman aquellos parámetros en principio no especificados explícitamente por la norma. Estas fuentes son informes publicados de carácter académico o divulgativo, como el resultante del proyecto europeo Quaist, certificados expedidos por laboratorios autorizados y otras instituciones siguiendo la norma EN 12975, o contactando directamente con fabricantes que han llevado a cabo ensayos propios. De esta manera, se concluye que se trabaja con  $G_b \in [800,1000]$  W/m<sup>2</sup>, partiendo de la medición de la irradiancia global y suponiendo  $G_b/G_{tot} = 85\%$  en días soleados. Así mismo, tampoco se ha encontrado evidencia acerca de un valor concreto de temperatura ambiente dictado por la norma. De nuevo, la tendencia marcada por los organismos pertinentes ha sido incluida en la tabla anterior. Teniendo en cuenta que la temperatura ambiente varía según la localización del campo solar, en el estudio propuesto en el presente informe se ha tomado como referencia para latitudes del sur de Europa, como el caso de Madrid,  $T_a = 25$  °C.

Por otra parte, la norma UNE EN 12975 indica que la medición experimental del rendimiento del módulo debe realizarse al menos para 4 valores de temperatura de entrada del fluido, que deben estar uniformemente distribuidas entre la mínima temperatura de entrada posible, es decir la temperatura ambiente, y la temperatura máxima de operación del colector. Para cada temperatura escogida se deben recoger datos durante un periodo de 3 h. La temperatura mínima en el ensayo, que servirá para determinar  $\eta_0$ , no puede ser exactamente la del ambiente, sino que debe mantener una diferencia con ésta de al menos 3°. Por otro lado, la temperatura máxima de operación viene determinada por los límites de los componentes del sistema, ya sea bien porque se alcance el límite de estabilidad térmica del fluido de trabajo, o bien para preservar el buen estado del revestimiento selectivo aplicado sobre el tubo absorbente. Habitualmente, los fabricantes en el mercado suelen introducir un coeficiente de seguridad sobre esta temperatura, para disponer así de un cierto margen de seguridad ante picos de sobrecalentamiento por exposición a niveles de irradiación excesivos, o ante estancamiento. Las temperaturas de entrada para las cuales se medirá el rendimiento térmico asociado, para una cierta  $G_b$ , se determina mediante la siguiente expresión:

$$T_i = \frac{(T_{max}-T_a)}{4} \cdot n \quad [4.53]$$

Donde  $n = [0,3]$  es el paso,  $T_{max}$  la temperatura máxima y  $T_a$  la temperatura ambiente.

La norma americana ANSI/ASHRAE 93, a diferencia de la norma europea, es un método de ensayo estacionario, que permite ser aplicado a concentradores solares de media temperatura en emplazamientos exteriores, al distinguir la radiación directa dentro de la irradiancia solar global incidente sobre el concentrador solar. Se parte del balance de energía en el sistema en condiciones de estado estacionario, para describir la ecuación del colector. Así, se obtiene que la potencia útil del captador, es decir, la potencia térmica

absorbida por el fluido térmico, es igual a la energía captada por el receptor menos las pérdidas térmicas desde la superficie de captación al ambiente.

$$\dot{Q}_u = A_{ap} \cdot G_b \cdot \tau \cdot \alpha \cdot \rho \cdot \gamma_{int} - A_r \cdot U_L \cdot (T_r - T_a) = A_{ap} \cdot G_b \cdot \eta_o - A_r \cdot U_L \cdot (T_r - T_a) \quad [4.54]$$

Donde:

$T_r$  = temperatura media de la superficie del receptor [°C]

$T_a$  = temperatura ambiente [°C]

$U_L$  = coeficiente global de transferencia de calor [W/°C m<sup>2</sup>]

$A_r$  = área lateral del receptor [m<sup>2</sup>]

$\tau$  = Transmisividad del tubo absorbente

$\alpha$  = absorptividad del tubo absorbente

$\rho$  = reflectividad de los espejos

$\gamma_{int}$  = factor de interceptación del captador solar

$\eta_o$  = eficiencia óptica pico

$G_b$  = irradiancia directa normal [W/m<sup>2</sup>]

$A_{ap}$  = área de apertura proyectada del captador solar [m<sup>2</sup>]

En el caso de captadores sin concentración, o de colectores tipo CPC, el parámetro  $\eta_o$  resultaría  $\tau\alpha$ , el producto efectivo de la transmisividad y la absorptividad.

Por otra parte, para el caso en que se tuviera un sistema de captación solar con concentración mediante el uso de lentes refractantes en lugar de espejos, caso que no contempla la normativa, habría que conocer la transmitancia a través de la lente en lugar de la reflectividad del espejo.

Se pretende eliminar la temperatura superficial media del receptor de la ecuación anterior, y utilizar en su lugar la de entrada del fluido térmico, conocida y fácil de medir. Para ello, es necesario compensar introduciendo un factor de corrección  $F_R$ , denominado factor de eliminación de calor.

$$\dot{Q}_u = F_R \cdot [A_{ap} \cdot G_b \cdot \eta_o - A_r \cdot U_L \cdot (T_{fi} - T_a)] \quad [4.55]$$

Dividiendo la ecuación anterior por el producto de  $G_b$  y  $A_{ap}$ , se obtiene una ecuación para la eficiencia térmica, en función del coeficiente de transferencia de calor  $U_L$ .

$$\eta_t = F_R \cdot \left[ \eta_o - \frac{U_L \cdot (T_{fi} - T_a)}{A_{ap} / A_r} \right] = F_R \cdot \left[ \eta_o - \frac{U_L \cdot (T_{fi} - T_a)}{c_g} \right] \quad [4.56]$$

Finalmente, aunque el coeficiente de pérdidas  $U_L$  no se mantiene constante con la variación de la  $T_{op}$ , sí que puede expresarse en función de la diferencia de temperaturas entre el fluido térmico a la entrada del módulo y el ambiente, como sigue:

$$U_L = \frac{a_1 - a_2 \cdot (T_{fi} - T_a)}{F_R} \quad [4.57]$$

De esta manera, al combinar las ecuaciones anteriores se obtiene una expresión del rendimiento térmico del captador en función de  $\Delta T = T_{fi} - T_a$  y de unos coeficientes  $a_1$  y  $a_2$  a determinar experimentalmente.

$$\eta_t = F_R \cdot \eta_o - \frac{a_1(T_{fi} - T_a)}{c_g \cdot G_b} - \frac{a_2 \cdot (T_{fi} - T_a)^2}{c_g \cdot G_b} \quad [4.58]$$

De nuevo, la eficiencia térmica puede medirse mediante la relación entre el calor útil transferido al fluido de trabajo y la radiación interceptada por el área bruta del módulo.

$$\eta_g = \dot{m} \cdot c_p \frac{(T_{fo} - T_{fi})}{A_g \cdot G_{bap}} \quad [4.59]$$

Donde  $c_p$  es el calor específico medio del fluido térmico en el rango de temperaturas entre  $T_{fi}$  y  $T_{fo}$ , y  $G_{bap}$  es la proyección de la irradiancia solar directa sobre la normal al área de apertura del concentrador solar, es decir, la radiación solar incidente corregida con el efecto coseno:

$$G_{bap} = G_b \cdot \cos \theta \quad [4.60]$$

Así mismo, la *ecuación 4.58* puede reescribirse, para el caso en que el módulo no está alineado con la irradiación solar, teniendo en cuenta el factor de modificación del ángulo de incidencia,  $K_\theta$ .

$$\eta_t = F_R \cdot \eta_o \cdot K_\theta - \frac{a_1(T_{fi} - T_a)}{c_g \cdot G_b} - \frac{a_2 \cdot (T_{fi} - T_a)^2}{c_g \cdot G_b} \quad [4.61]$$

La tabla a continuación recoge las condiciones del método de ensayo según la norma ANSI/ASHRAE 93 (2010). Para eliminar los efectos transitorios, se deben mantener las variables estables previamente a las toma de datos durante al menos 10 minutos. A partir de entonces, el tiempo entre mediciones experimentales de la eficiencia del colector debe ser de 5 min.

**Tabla 4.2. Condiciones de ensayo según el estándar ANSI/ASHRAE 93**

Condiciones de ensayo	
$G_{tot}$ [ $W/m^2$ ]	$> 800 \pm 32$
$G_d/G_{tot}$ [%]	$< 20$
$T_a$ [K]	$< 30 \pm 1,5$
$T_i$ [K]	$\pm 1^{(1)}$
$\Delta T_m$ [K]	N.D.

$\theta$ [°]	$\theta \pm 2\%$
$\dot{m}$ [kg/s·m <sup>2</sup> ]	$0,02 \pm 2\%$ <sup>(2)</sup>
$v$ [m/s]	2-4

Notas:

(1) Desviación de 1°C o 2% del valor de la temperatura del fluido a la entrada del receptor.

(2) 2% del flujo másico ó 0,000315 l/s

La diferencias fundamentales entre los puntos de vista descritos por las normas UNE EN 12975 y ASHRAE 93 se hallan en la descripción de la temperatura reducida,  $\Delta T/G$  y en los coeficientes de pérdidas térmicas utilizados. Mientras que la norma europea utiliza la temperatura media del fluido térmico en el interior del receptor, la norma americana hace uso de la temperatura de entrada del fluido térmico en el receptor para calcular el salto de temperatura respecto del ambiente. Además, la norma americana cambia la radiación solar directa incidente sobre el concentrador solar por la proyección de ésta sobre la normal a la superficie de apertura del concentrador solar, dada por el efecto coseno. Por otra parte, la curva de normalización del concentrador solar según el estándar americano da como resultado una expresión lineal cuya pendiente depende directamente del coeficiente global de transferencia de calor  $U_L$ , mientras que la norma UNE EN 12975 identifica diferentes términos en los que dicho coeficiente aparece asociado con otros parámetros para describir el rendimiento térmico del colector en función de dos parámetros de pérdidas térmicas,  $a_1$  y  $a_2$ . Por último, la norma UNE En 12975 permite incluir los efectos transitorios resultantes del cambio de las condiciones medioambientales.

**Tabla 4.3. Resumen diferencias entre las principales normas vigentes**

UNE EN 12975-2	ANSI/ASHRAE 93
$T_m = (T_o + T_i)/2$	$T_i$
$G_b$	$G_b \cdot \cos\theta$
$a_1, a_2$	$U_L$
Estacionario	Cuasi-dinámico

La falta de un criterio común y unificado, aspecto al cual se hizo referencia al inicio de esta sección, supone un gran inconveniente, en incluso puede constituir una barrera en ciertos mercados, y un escollo para la perseguida reducción de costes en el sector. En su momento, la normativa internacional ISO 9806 fue desarrollada específicamente para sistemas solares térmicos planos y algunos sistemas de muy baja concentración, como tubos de vacío con espejos CPC. Aunque esta norma es aplicable a sistemas solares con sistemas de almacenamiento, no resulta apta para captadores solares con sistemas de rastreo, ni tampoco concentradores solares, incorporen éstos o no sistemas de seguimiento del Sol. La falta de cobertura de la norma ISO 9806 impulsó proyectos de colaboración de distintos organismos a nivel internacional, como la ya vista EN 12975, y otros a nivel nacional, como la norma australiana AS/NZS 2735, para tratar de adaptar la norma ISO 9806 a los nuevos tipos de sistemas termosolares que iban surgiendo en el mercado.

Ante la amplia diversidad del mercado actual y la creciente especialización, el panorama descrito no resulta suficiente, y por ello se espera una nueva generación de normas que den

respuesta a las necesidades de estandarización en los métodos de ensayo. En este sentido, la norma ASTM E 905-87 publicada recientemente es la primera norma desarrollada específicamente para su aplicación a concentradores solares de media temperatura, con  $C_g > 7$ , y que incorporan sistemas de seguimiento. Sigue la filosofía impuesta por su antecesora ASHRAE 93, ya que es un método de ensayo estacionario en exteriores y para condiciones óptimas, representativas de días soleados. A pesar de todo, tiene restricciones importantes, ya que no puede ser aplicada a concentradores solares de espejo fijo (FMSC), sistemas de receptor central (sistemas de torre y otros sistemas de foco puntual), sistemas solares con cambio de fase o concentradores híbridos (CPVT). Por otro lado, se espera a corto plazo una versión de la norma ISO 9806 en la que la Organización Internacional de Normalización viene trabajando estos últimos años, con la intención de sustituir e invalidar la normativa vigente a nivel europeo EN 12975 y los certificados emitidos referidos a la misma. El objetivo del nuevo estándar internacional EN ISO 9806 es tratar de acercar posturas con la corriente americana, en sintonía con la mencionada política de unificación de criterios.

#### 4.7 IAM

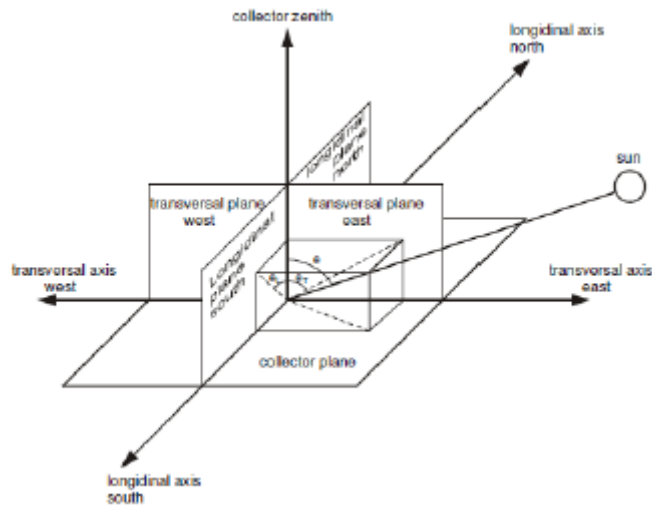
El parámetro adimensional IAM (Incidence Angle Modifier) representa la influencia sobre la potencia útil que se consigue extraer del módulo según la variación del ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la superficie de apertura del sistema a lo largo del día. Debido a que el rendimiento térmico del concentrador solar parte de la cantidad de radiación que incide perpendicularmente sobre la superficie de apertura del módulo, a excepción de los sistemas solares con seguimiento en dos ejes, que consiguen mantenerse alineados en todo momento a la posición del Sol, en el resto de sistemas se hace necesario incluir una variable como el factor IAM en el cálculo de la curva de normalización del concentrador solar, para contabilizar la dependencia del rendimiento óptico del concentrador solar con el ángulo de incidencia respecto al caso de incidencia normal.

$$K_{\theta}(\theta) = K_{\theta b}(\theta) = \frac{\eta_o(\theta)}{\eta_o(\theta=0)} \quad [4.62]$$

El factor angular de incidencia afecta tanto a la componente directa como difusa de la radiación solar. Mientras que para la componente directa de la radiación el factor IAM depende del ángulo de incidencia, la propia naturaleza de la radiación difusa provoca que en su caso el factor IAM tome un valor constante. Además, los concentradores solares no son capaces de aprovechar la radiación difusa que incide sobre su superficie, motivo por el cual en la ecuación anterior  $K(\theta) = K_{\theta b}(\theta)$ .

Atendiendo a la proyección sobre el plano longitudinal y transversal del ángulo de incidencia, el factor IAM se descompone en  $K_{\theta L}$  y  $K_{\theta T}$ , respectivamente. La geometría del concentrador solar y la disposición del receptor, así como las características del sistema de seguimiento determinarán el comportamiento del módulo ante  $\theta_L$  y  $\theta_T$ .





**Figura 4.17. Ángulo de incidencia longitudinal y transversal**

Idealmente, podemos encontrar tres tipos de concentradores y captadores solares, según su comportamiento respecto a  $\theta_L$  y  $\theta_T$ . Un primer grupo lo componen los denominados como isotrópicos. En ellos, la dirección de la radiación incidente resulta indiferente sobre la eficiencia, por lo que el parámetro IAM resulta una función exclusiva del valor absoluto del ángulo de incidencia,  $K_\theta = f(\theta)$ . A este grupo pertenecen los colectores solares de receptor central. Los módulos biaxiales, por su parte, son concentradores solares cuyo comportamiento difiere según la componente longitudinal y transversal de la radiación directa incidente. Sin embargo, en base a su simetría respecto de ambos planos, longitudinal y transversal, admiten una simplificación importante, pudiendo separar el factor IAM global como el producto de  $K_{\theta_L}$  y  $K_{\theta_T}$ , particularizando alternativamente para el caso en que  $\theta_L = 0^\circ$  y  $\theta_T = 0^\circ$ . A este grupo pertenecen la inmensa mayoría de las tecnologías de concentración solar de media temperatura que son objeto de estudio, como los concentradores de canal parabólico (CCP), concentradores lineales Fresnel, lentes Fresnel o módulos FMSC. Por último, los concentradores multiaxiales, apenas presentes en la práctica, son los que presentan mayores complicaciones en la parametrización del factor IAM, puesto que no tienen simetría respecto de los planos fundamentales del concentrador solar. Por tanto, en estos casos no cabe simplificación posible, y habrá que tener en cuenta todas las direcciones o ejes del concentrador, lo que sin duda incrementa la complejidad del cálculo del IAM. En el capítulo 5 presentan las diferencias reales en el comportamiento de  $K_{\theta_L}$  y  $K_{\theta_T}$  en muestras representativas de cada tipo de concentrador solar de media temperatura en el mercado.

- Concentradores isotrópicos:

$$K_\theta(\theta) = 1 - c_o \cdot \left( \frac{1}{\cos \theta} - 1 \right) \quad [4.63]$$

Donde  $c_o$  es una constante.

- Concentradores biaxiales:

$$K_\theta(\theta_L, \theta_T) = f(\theta_L, \theta_T) = K_{\theta_L}(\theta_L, \theta_T = 0) \cdot K_{\theta_T}(\theta_L = 0, \theta_T) \quad [4.64]$$

Los factores IAM según la dirección longitudinal y transversal al eje del colector se definen de manera análoga, como sigue:

$$K_{\theta_L}(\theta_L, 0) = \frac{\eta_o(\theta_L, 0)}{\eta_o(0, 0)} \quad [4.65]$$

$$K_{\theta_T}(0, \theta_T) = \frac{\eta_o(0, \theta_T)}{\eta_o(0, 0)} \quad [4.66]$$

La curva que describe el factor IAM del concentrador con la variación del ángulo de incidencia se calcula bien experimentalmente, o bien mediante modelos ópticos por simulación con un software específico, ya que no existe ninguna expresión o norma que indique directamente el valor del factor IAM longitudinal para un ángulo de incidencia  $\theta$  dado. Las simulaciones dan lugar a una curva continua dependiente de  $\theta$ , mientras que en el caso del modelo empírico, la elevada cantidad de puntos experimentales a medir para poder realizar un ajuste de la curva preciso y robusto estadísticamente hablando aumentaría en exceso la complejidad del método. Por tanto, la solución por la que se suele optar, como por ejemplo ocurre en el estándar europeo EN 12975, es el método de los nodos, el cual consiste en anotar los resultados obtenidos para un cierto número de ángulos uniformemente distribuidos entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$ , normalmente en incrementos de  $10^\circ$  o  $20^\circ$ , e interpolar entre ambos puntos. Por supuesto, el grado de simplificación escogido es inversamente proporcional a la precisión de la aproximación alcanzada por el método de los nodos respecto de la curva característica IAM del módulo. Dicha curva se modela con una expresión polinómica de tercer orden, tal y como sigue:

$$K(\theta) = b_o + b_1 \cdot \theta + b_2 \cdot \theta^2 + b_3 \cdot \theta^3 \quad [4.67]$$

Donde  $b_o$ ,  $b_1$ ,  $b_2$  y  $b_3$  son coeficientes de pérdidas ópticas a determinar experimentalmente.

A la hora de calcular experimentalmente el factor IAM longitudinal,  $K_{\theta_L}$ , en ocasiones se busca diferenciar los efectos de borde del resto de factores influyentes. En captadores como los CCP, los efectos de borde suponen el único factor de pérdidas ópticas en sentido longitudinal, y además resulta sencillo hallar una expresión analítica para éstos en función de  $\theta$ . Además, otra razón importante para calcular separadamente  $F_{end\ loss}$ , y por la cual interesa la instalación de campos solares con SCA y lazos cada vez más largos, es que, según la disposición y separación entre módulos consecutivos dentro de una misma fila (SCA) de módulos en serie, los efectos de borde solamente afectarán al módulo final de fila, por lo que en este caso el efecto de estas pérdidas se verá disminuido significativamente.

$$K_{\theta_L} = F_{end\ loss}(\theta) \cdot k_{\theta_L} \quad [4.68]$$

Donde  $F_{end\ loss}(\theta)$  representan los efectos de borde y  $k_{\theta_L}$  el factor IAM longitudinal sin tener en cuenta los efectos de borde.

La norma americana ASHARE 93 también plantea el factor IAM como método de corrección del rendimiento para condiciones diferentes a la irradiación directa normal sobre el plano del concentrador reflectante o refractante, pero no distingue entre componente longitudinal y tangencial, y lo define como la variación que provoca el cambio del ángulo de incidencia sobre el producto efectivo de la transmisividad y la absorción térmicas del receptor. Esto se debe a

que más allá de las pérdidas de reflexión especular en los espejos primarios, el incremento del ángulo de incidencia provoca pérdidas adicionales por reflexión y transmisión al atravesar la cobertura cilíndrica externa del receptor tubular.

$$K_{\theta}(\theta) = \frac{(\tau\alpha)_{\theta}}{(\tau\alpha)_n} \quad [4.69]$$

Donde  $(\tau\alpha)_{\theta}$  es el producto efectivo de la transmisividad y la absortancia para el ángulo de incidencia dado, mientras que  $(\tau\alpha)_n$  responde al caso de incidencia normal. La expresión dada por la norma ASHRAE 93 para el caso de concentradores isotrópicos es la misma que al dada anteriormente, mientras que para concentradores solares estacionarios o con seguimiento en un eje, la expresión de  $K_{\theta}(\theta)$  es la siguiente:

$$K_{\theta}(\theta) = \frac{\eta_g}{\left(\frac{A_{ap}}{A_g}\right) \cdot F_R [(\tau\alpha)_e \cdot \rho\gamma]_n} \quad [4.70]$$

El nuevo estándar ASTM E 905-87, sustituto de la norma ASHRAE 93, también incluye un método experimental para la determinación del factor IAM en instalaciones de concentración solar con seguimiento en 1 eje, con tolerancias de  $\pm 2,5^\circ$  en el ángulo de tolerancia. Describe el parámetro IAM de la siguiente forma:

$$K(\theta_L) = \frac{\eta(\theta_L)}{\eta(\theta_L=0^\circ)} \quad [4.71]$$

## 5 Resultados

Llegados a este punto, tras haber introducido al lector en el ámbito de la producción termosolar de media concentración, habiendo presentado las tecnologías de concentración de media y alta temperatura, y los principales componentes de éstas, así como la metodología del análisis óptico y térmico de estos sistemas, en este capítulo se procede a presentar los resultados obtenidos, así como el análisis pertinente, en el estudio del mercado llevado a cabo.

Debido a los múltiples aspectos tratados y la enorme dimensión general de la investigación realizada, los resultados a analizar se presentan en distintas secciones y apartados (inclusive parte de ellos posteriormente en los anexos), fragmentados en tablas parciales para su adecuada presentación y organización de cara al lector. Precisamente esto permite dar más sentido y una estructura a la información presentada, lo cual facilita el análisis y la obtención de las conclusiones.

### 5.1 Criterios de búsqueda

Las características del mercado CSP, fundamentalmente el de pequeño y medio tamaño, distribuido y muy disperso, con un nivel bajo de estabilidad y una volatilidad considerable de los fabricantes y contratistas que operan en él, ha complicado en gran medida el éxito de la investigación y el contacto con las fuentes de información. Ello ha provocado que la búsqueda se haya propagado a través de múltiples vías, algunas de las cuales se listan a continuación. Por otra parte, aunque, por unas u otras razones no siempre se obtuvo el éxito deseado, se

considera que la ampliación del radio en cuanto a las técnicas de investigación, involucrando a un mayor número de agentes presentes en la industria ha proporcionado un beneficio en lo referente al mayor soporte y fiabilidad del informe.

Los principales criterios de búsqueda y fuentes de información consultados han sido los siguientes:

- ❖ Contacto directo con empresas fabricantes: ver tabla 5.1 y apartado 5.2.
- ❖ Instituciones de ámbito nacional o internacional de carácter oficial, gubernamentales e intergubernamentales. Departamentos, programas y servicios dependientes de estas organizaciones. Instituciones independientes reconocidas internacionalmente: IEA, CORDIS, CIEMAT, IRENA, programas SHC y SOLARPACES de IEA...
- ❖ Centros de investigación y desarrollo de energías alternativas: DLR, Instituto Fraunhofer.
- ❖ Organizaciones de certificación y estandarización: Solar Keymark, SRCC.
- ❖ Laboratorios especializados: NREL, SPF, Sandia National Laboratories (EE.UU.).
- ❖ Revistas científicas especializadas, en formato digital o físico: Energías Renovables (<http://www.energias-renovables.com/>), Renewable Energy Focus (<http://www.renewableenergyfocus.com/>), Renewable Energy World (<http://www.renewableenergyworld.com/index.html>), ...
- ❖ Empresas estadísticas: Eurostat,...
- ❖ Servidores de divulgación de artículos y publicaciones de carácter científico: ScienceDirect,...
- ❖ Entidades, asociaciones y agrupaciones de empresas y agentes del sector: Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) (<http://www.appa.es/>), REN21 (<http://www.ren21.net/>), CSP Today (<http://www.csptoday.com/>), Protermosolar (<http://www.protermosolar.com/>), Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) (<https://www.esmap.org/>), ESTELA (<http://www.estelasolar.org/>), Greentech Media (<http://www.greentechmedia.com/>), ASIT (<http://www.asit-solar.com/>).
- ❖ Portales y sitios web de interés, especializados en el sector: Top50-Solar (<http://www.top50-solar.de/es/noticias.html>), CSP World (<http://www.cspworld.org/>), Reneweconomy (<http://reneweconomy.com.au/>)...
- ❖ Bibliografía especializada (autores): "Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments and Applications" (K. Lovegrove), "Solar Energy Engineering: Processes and Systems" (Soteris A. Kalogirou), "Solar Engineering of Thermal Processes" (John A. Duffie, William A. Beckman),...
- ❖ Portales web de venta a mayoristas y minoristas, y mercados de comercio electrónico: Indiamart (<http://www.indiamart.com/>), MadeinChina.com (<http://www.made-in-china.com/>), HiSupplier.com (<http://www.hisupplier.com/>).

En general, la vía más directa y de mayor éxito en la labor de documentación previa a la elaboración del informe ha sido la plataforma que proporciona internet. Por sus propiedades, ofrece un alcance y una rapidez que otros medios no permiten. Respecto a la manera de contactar con los fabricantes, aparte de explorar sus sitios web, se ha tratado de tratar de manera más cercana, entablando negociaciones vía correo electrónico, o tratando de concertar entrevistas, telefónicas o presenciales, con algún representante de la empresa. Según el tamaño de la misma, el departamento reservado para este tipo de funciones variaba.

En las empresas de mayor envergadura y las multinacionales solía ser personal del departamento de ventas y marketing los encargados de llevar las conversaciones, en primera instancia, para después, en su caso, proseguir con algún miembro de otros departamentos más técnicos, como el de gestión de proyectos o el de I+D. En cambio, las empresas más pequeñas se mostraron algo más abiertas en este sentido e interesadas a entablar colaboraciones, pudiendo tratar directamente con mángers y directores de proyecto.

La tabla 5.1 indica el nombre y el perfil de las empresas contactadas, así como el éxito o el fracaso acerca de la propuesta de establecer un proyecto de colaboración con fines académicos y de la cesión por su parte de información relevante o de interés. Hay que tener en cuenta que gran parte de los fabricantes que componen dicha tabla son compañías startups, empresas pequeñas o de pocos años de actividad y experiencia, con posibilidades y carteras de clientes limitadas, debido a las turbulencias del mercado CSP actual, aún incipiente, que goza de poca integración en la mayoría de las regiones. Los problemas para financiarse o hacerse con proyectos provocó que muchas de las empresas contactadas se encuentren actualmente, o se encontrasen en el momento del contacto, inmersas en esos momentos en procesos de cese de actividad y cierre, aun estando su sitio web aún activo en ese instante o incluso tiempo después. Ello explica, en parte, la mayoría de resultados negativos en la tabla 5.1. En otros casos, simplemente, declinaron cualquier tipo de cooperación. Se observa que las empresas grandes, aunque no siempre, tienen más tendencia a compartir folletos o documentación de tipo publicitario, de poca utilidad real, mientras que las empresas locales han sido más flexibles a la hora de aportar algún tipo de conocimiento más preciso, y por ello más “real”, de sus productos. En cualquier caso, se quiere dejar constancia del agradecimiento a aquellas empresas que han mostrado interés en este trabajo, y en particular a éstas últimas.

Por otra parte, como ya se ha comentado, se trató de llegar a los integrantes de la industria por medio de varios caminos, para obtener una cobertura y una información más completa. La lista anterior cita algunos ejemplos y direcciones web que han sido de utilidad en un momento u otro del proceso. Los mercados electrónicos, como los ejemplos citados arriba, suponían en algunos casos la única manera de poder contactar con los fabricantes chinos, dada la opacidad imperante en los mismos y en el mercado interior chino, y con algunas empresas indias de pequeña entidad.

El amplio espectro de los representantes del mercado, y la variedad y fiabilidad de las fuentes de información consultadas garantiza el éxito y exactitud de la labor desempeñada, pero ha complicado enormemente el tratamiento y gestión de la documentación, como se tendrá oportunidad de comprobar en breve.

Tabla 5.1. Respuesta de fabricantes

Fabricante	Nombre de producto o línea de productos	Respuesta por parte del fabricante contactado	Documentación cedida por el fabricante. Grado de utilidad.	Tipo concentrador solar	Concentrador solar térmico/fotovoltaico.
Aalborg CSP A/S.	N.D.	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
Abengoa Solar	PT-1, E2, IST Solúcar PT-2, RMT	No	Ninguna	CCP pequeño y grande	Térmico
Absolicon	T10, MT10, X10 PVT	Sí. Negativa a proporcionar cualquier tipo de información.	Ninguna	CCP pequeño	Térmico, fotovoltaico, híbrido
Acciona	SGX-2	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
AIRA termosolar	N.D.	No	Ninguna	Fresnel grande	Térmico
Airier Natura	Celsium350, Celsium450	No	Ninguna	CCP medio - grande	Térmico
Airlight Energy	N.D.	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
Albiosa Solar	AT 150	No. Empresa desaparecida.	Ninguna	CCP grande	Térmico
Alcoa	N.D.	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
Alpha-E	Alpha-Trough 350 (AT 350), AT 800	Si	Media	CCP medio, CCP grande	Térmico
Alsolen Alcen	Alsolen	Sí. Negativa a proporcionar cualquier tipo de información.	Ninguna	Fresnel grande	Térmico
AM-Brain GmbH	K125	No	Ninguna	Fresnel	Térmico
Archimede Solar Energy	HCESH	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
Areva Solar	N.D.	No	Ninguna	Fresnel grande	Térmico
BBEnergy	N.D.	No	Ninguna	Fresnel grande	Térmico
BROAD Air Conditioning	N.D.	No	Ninguna	CCP medio	Térmico
Button Energy, AEE Intec	PARASOL One	No. Empresa desaparecida	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
ENEA	ENEA	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
Chromasun	Micro Concentrator MCT	No	Ninguna	Fresnel pequeño y aislado	Térmico, híbrido
CIEMAT - PSA	CAPSOL, FASOL	No	Ninguna	CCP pequeño, CCP medio	Térmico
Cnim	N.D.	No	Ninguna	Fresnel grande	Térmico
Cogenra	T14, Sunbase 1.0, SunDeck 1.0, SunDeck PVT 2.0	No	Ninguna	CCP segmentado tamaño pequeño y medio	Térmico (SunDeck 1.0), híbrido
Cool Earth Solar	N.D.	No	Ninguna	CCP inflable pequeño	Fotovoltaico
Consortio europeo	Eurotrough, ET 150, SkalET 150	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
Crale Energy Saving LTD	SDFC15, SDFC18, SCFC4, SIFC8	No	Ninguna	CCP pequeño, medio y grande	Térmico
CSIRO, ANU	N.D.	No	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
Dezhou Mingnuo New Energy	PT-3E	No	Ninguna	CCP medio-grande	Térmico
DLR (Centro Aeroespacial Alemán)	Fix Focus Trough	No	Ninguna	Fresnel medio	Térmico
Dr. Vetter GmbH	IT.collect	Sí	Alta	CCP pequeño	Térmico
Elianto	N.D.	No	Ninguna	Fresnel medio-grande	Térmico
Entech Solar	SolarVolt	No	Ninguna	Lentes Fresnel pequeño	Fotovoltaico
Erfis GmbH	Erfitrough	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
Feranova	FRT-1C10, FRT-1C20	No	Ninguna	Fresnel grande	Térmico
Ferasolar	FERA TH 100, FERA FP	No	Ninguna	Fresnel medio	Térmico
Focal Point Energy	FPE40 (Energy Driver)	No	Ninguna	CCP medio	Térmico

<b>Focused Sun</b>	Microgrid, Fourfold	No	Ninguna	Fresnel pequeño	Térmico
<b>Fundación Bruno Kessler (FBK)</b>	Digespo	Sí. Falta de respuesta ante envío de solicitud detallada.	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
<b>Fresnex</b>	N.D.	Sí. Falta de respuesta ante envío de solicitud detallada.	Ninguna	Fresnel medio	Térmico
<b>Gaia Solar</b>	PT-01	No	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
<b>GlassPoint Solar</b>	Enclosed Trough	Sí. Documentación disponible en la página web de GlassPoint Solar	Baja	CCP grande	Térmico
<b>Glax Tech</b>	ThermeX	Sí. Negativa a proporcionar cualquier tipo de información.	Ninguna	Fresnel grande	Térmico
<b>Global CSP</b>	MK II, MK III, Mark 5	Sí	Baja	CCP pequeño y medio	Térmico
<b>Gossamer Space Frames y 3M</b>	Large Aperture Trough (LAT) 73	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
<b>Helioclim</b>	N.D.	No	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
<b>Heliodynamics</b>	HD7.c, HD10, HD16-11 y HD16-21	No. Empresa cerrada.	Ninguna	Fresnel medio y grande	Híbrido
<b>Himin Solar</b>	N.D.	No	Ninguna	Fresnel medio	Térmico
<b>Hitachi Plant Technologies</b>	N.D.	No	Ninguna	CCP	Térmico
<b>Hitachi Zosen Corporation</b>	HSLPF (Hitz Super Low Profile Fresnel)	No	Ninguna	Fresnel medio	Térmico
<b>Huayuan New Energy Project</b>	HY-Trough-3, HY-Trough-6	No	Ninguna	CCP medio y grande	Térmico
<b>IAUS (International Automated Systems)</b>	N.D.	No	Ninguna	Lentes Fresnel radial segmentado medio-grande	Fotovoltaico/híbrido.
<b>IDie</b>	N.D.	No	Ninguna	Lentes Fresnel pequeño	Térmico
<b>IMK</b>	CSP-Trough	No	Ninguna	CCP medio-grande	Térmico
<b>Industrial Solar Technology Corporation (IST)</b>	IST PT1	No	Ninguna	CCP medio	Térmico
<b>Industrial Solar Thermal Solutions GmbH, grupo PSE AG</b>	LF-11	Sí	Alta	Fresnel medio	Térmico
<b>INERSUR</b>	N.D.	Sí	Alta	Fresnel medio-grande	Térmico
<b>Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)</b>	N.D.	No	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
<b>Inventive Power</b>	Power Trough 110	Sí	Baja	CCP pequeño	Térmico
<b>KGDS Renewable Energy Private Limited</b>	N.D.	No	Ninguna	Fresnel grande	Térmico
<b>Koluacik Research &amp; Development</b>	Dos líneas de producto, gama de modelos de la serie SPT y FPT	No	Ninguna	CCP y CCP seccionado con espejos CCP a varias alturas y distancias focales. Tamaño medio.	Térmico
<b>Lanzhou Dacheng</b>	N.D.	No	Ninguna	CCP y Fresnel grandes	Térmico
<b>LiteTrough</b>	Gen6	No	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
<b>Lotus Solar Technologies</b>	N.D.	No	Ninguna	CCP y Fresnel, pequeño y medio	Térmico
<b>Maharishi Solar (distribuidor Abengoa Solar)</b>	RMT y PT1	No	Ninguna	CCP medio	Térmico
<b>Masdar Clean Energy (Mubadala Company)</b>	N.D.	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar</b>	PS 1, PS 2X1, PS 1X2, PS-35 y PS-140	No	Ninguna	CCP medio, Fresnel de foco puntual	Híbrido, térmico
<b>Millennium Energy Systems</b>	Milenio	Sí	Baja	CCP pequeño	Térmico
<b>Millionsun Energy Co., Ltd</b>	CSPT-L, CSPT-H	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
<b>Mithras AG</b>	Lumen 2.3, Lumen 8.4	No	Ninguna	CCP medio y grande	Térmico

<b>Mulk Enpar Renewable Energy (Clean Energy Technologies en EE.UU.)</b>	N.D.	No	Ninguna	CCP y Fresnel grande	Térmico
<b>Nep Solar AG</b>	PolyTrough 1200 y 1800	Sí	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
<b>Novatec Solar</b>	DMS (Direct Molten Salt), Supernova y Nova-1	No	Ninguna	Fresnel grande	Térmico
<b>PerSolar</b>	TLC-1000 y TLC-24K	No	Ninguna	CCP pequeño y medio	Térmico
<b>Protarget</b>	N.D.	Sí	Alta	CCP medio	Térmico
<b>Pyron Solar</b>	Power Reef	No	Ninguna	Lentes Fresnel medio-grande	Fotovoltaico
<b>Rackam</b>	S10, S20	No	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
<b>Radha Energy Cell</b>	POWER TROUGH REC-20	No	Ninguna	CCP medio	Térmico
<b>Ronda High Tech</b>	RHT 2500 Trough	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
<b>Royal Tech CSP</b>	Royal Trough	Sí	Media	CCP grande	Térmico
<b>SAMCA (Renovables SAMCA S.A)</b>	Samcatrough (colector Eurotrough)	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
<b>Schlaich Bergermann und Partner (SBP GmbH)</b>	Ultimate Trough	Sí. Información limitada.	Media	CCP grande	Térmico
<b>SENER</b>	SENERtrough y SENERtrough 2	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
<b>SHAP (Solar Heat and Power, EE.UU.)</b>	N.D.	No. Empresa desaparecida.	Ninguna	Fresnel pequeño	Térmico
<b>SHAP (Solar Heat and Power, Italia)</b>	N.D.	No	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
<b>SIJ (Instituto Solar de Jülich), DLR (Centro Aeroespacial Alemán), Solitem GmbH y Alanod.</b>	PTC 1000	No	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
<b>SkyFuel</b>	SkyTrough, SkyTrough DSP	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
<b>Skyline</b>	High Gain Solar y/o Skyline Solar X14	No	Ninguna	CCP medio	Fotovoltaico
<b>SLT Energy LTD</b>	SOL Yatna CSP	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
<b>Smirro</b>	SmirroTM	Sí	Media	CCP pequeño	Térmico
<b>Solar Euromed</b>	LFR500	Sí. Falta de respuesta ante envío de solicitud detallada	Ninguna	Fresnel grande	Térmico
<b>Solar Millennium AG</b>	N.D.	No. Empresa cerrada.	Ninguna	CCP grande	Térmico
<b>Solar Power Group (SPG) GmbH (anteriormente Solarmundo NV).</b>	Fresdemo	No	Ninguna	Fresnel grande	Térmico
<b>Solargenix</b>	Power Roof, SGX-1	No	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
<b>Solarlite</b>	SL 2300, SL 4600	No	Ninguna	CCP medio y grande	Térmico
<b>Solarmirrortec</b>	SMT-8, SMT-70	Sí. Negativa a proporcionar cualquier tipo de información.	Ninguna	CCP medio y grande	Térmico
<b>Solarmundo NV</b>	N.D.	No. Empresa desaparecida.	Ninguna	Fresnel grande	Térmico
<b>Solarfire Industrial Design</b>	N.D.	No	Ninguna	Fresnel puntual-disco parabólico segmentado. Tamaño medio-grande.	Térmico
<b>SolarXEnergy (antes Matalon Energy LLC.)</b>	SolarX 164 (mat-164), SolarX Hybrid, SolarX Thermal Scissor	No	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
<b>Solel Solar Systems LTD</b>	IND 300, LS-1, LS-2, LS-3.	No. Empresa cerrada.	Ninguna	CCP pequeño, CCP grande	Térmico
<b>Solitem</b>	PTC 1100, PTC 1800, PTC 3000, PTC 4000	No	Ninguna	CCP pequeño y medio	Térmico



<b>Soltigua</b>	Amplia gama de modelos dentro de las series PTM, FTM y FLT	No	Ninguna	CCP medio, Fresnel medio y grande	Térmico
<b>Sopogy</b>	SopoFlare, SopoNova 4.0, SopoHelios, SopoTitan	No	Ninguna	CCP pequeño y medio	Térmico
<b>SRB Energy</b>	UHV	No	Ninguna	CCP + receptor absorbedor plano. Tamaño pequeño.	Térmico
<b>STG Internacional</b>	N.D.	No	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
<b>Sunlis GmbH</b>	SUNLIS Trough 2.0	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
<b>SunOyster Systems GmbH</b>	SunOyster 16	Sí. Falta de respuesta ante envío de solicitud detallada.	Ninguna	CCP medio	Híbrido
<b>SunPower</b>	C7 Tracker	No	Ninguna	CCP medio-grande	Fotovoltaico
<b>SUNTRAK SYNERGY</b>	N.D.	No	Ninguna	CCP pequeño y grande	Térmico
<b>Tecnología Solar Concentradora(TSC) S.L.</b>	CCStaR	Sí. Proporcionados informes, artículos y tesis acerca de su colector.	Alta	FMSC pequeño-medio	Térmico
<b>Termopower, Grupo STS (Solar Technology Systems)</b>	TCP 150, TCP 200	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
<b>Thermax India</b>	SolPac P60	Sí	Ninguna	CCP	Térmico
<b>Torresol Energy (grupo SENER)</b>	SENERtrough	Sí	Baja	CCP	Térmico
<b>Trivelli Energy Ltd</b>	SolarWing Evo	Sí. Información facilitada limitada y falta de respuesta ante envío de solicitud detallada.	Media	CCP	Térmico
<b>Tsk Flagsol</b>	Skal-ET (Eurotrough), HelioTrough	No	Ninguna	CCP	Térmico
<b>Ultra Conserve Pvt.</b>	OptiTrough 300	No	Ninguna	CCP pequeño	Térmico
<b>Ultra Lite Solar</b>	N.D.	No	Ninguna	CCP pequeño-medio	Térmico
<b>Unión Europea</b>	Proyecto EUCLIDES	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
<b>Universidad de Florencia</b>	SALTO PTC 1 (F-PTC2200), SALTO PTC 2 (F-PTC1600)	No	Ninguna	CCP medio	Térmico
<b>Universidad Nacional de Australia (ANU)</b>	Domestic CHAPS (Combined Heat and Power Solar System)	No	Ninguna	CCP pequeño	Híbrido
<b>URSSA</b>	URSSATrough	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
<b>US Clean Energy Technologies (Mulk Enpar)</b>	N.D.	No	Ninguna	CCP grande	Térmico
<b>Vicot Air conditioning</b>	N.D.	No	Ninguna	CCP medio	Térmico
<b>Whitestar Energy</b>	W11-C	No	Ninguna	CCP pequeño	Térmico

## 5.2 Presentación del mercado

Esta sección está dedicada a presentar la estructura del mercado y los productores que operan en ella. El perfil de presentación de todas las compañías, y sus productos, se encuentra en la tabla 5.2., y sus directorios web, así como otras páginas web de referencia relacionadas con ellos, se ha ubicado en el anexo II (tabla 9.1). Las diferentes características y aspectos reseñables de cada modelo se han ido presentando en diversas tablas y gráficas en apartados venideros y otras secciones del anexo.

Puesto que el mercado estudiado es amplio y diverso, con un conjunto total de empresas de múltiples orígenes y variados perfiles que supera con mucho el centenar de compañías en los últimos años, se hace inviable, por cuestiones de espacio y tiempo, detenerse en cada uno de ellos. Por tanto, la estrategia seguida ha consistido en, aparte de la presentación de los resultados en tablas organizadas, diferenciar los distintos sectores y nichos del mercado, elaborando para ello gráficas representativas de la evolución del mercado y mapas de distribución y localización de fabricantes y módulos según dos criterios: la tecnología de concentración y captación solar, y el tamaño o escala. La totalidad de los mapas se encuentran disponibles para su consulta en la sección 2 del anexo I, mientras que en este apartado se han presentado algunos de los más útiles según la finalidad del proyecto.

Las gráficas 8.13 y 8.14 (ver anexo I) nos aportan una visión de la expansión de la oferta en el mercado europeo y americano de CSP de pequeña escala, los dos escenarios más importantes hasta ahora en lo referente a CSP hasta el momento. La característica común es que ambos toman como base la tecnología CCP. Sin embargo, por lo demás, existen diferencias reseñables. Por los datos que ofrecen las gráficas, el mercado europeo es más estable, y ha tenido un crecimiento escalonado y prolongado en el tiempo. Se aprecian dos etapas de expansión más intensa, una entre 2006 y 2008, favorecida por los programas de investigación SHC y SOLARPACES de la IEA, y otro entre 2013 y 2014. En 2016 se muestra un cambio de tendencia, con una salida de productores e inversores del mercado. Según las conclusiones de este estudio, esto probablemente continúe en los próximos 2-3 años, en un proceso de reestructuración de la industria. La segunda tecnología en el sector son los captadores Fresnel.

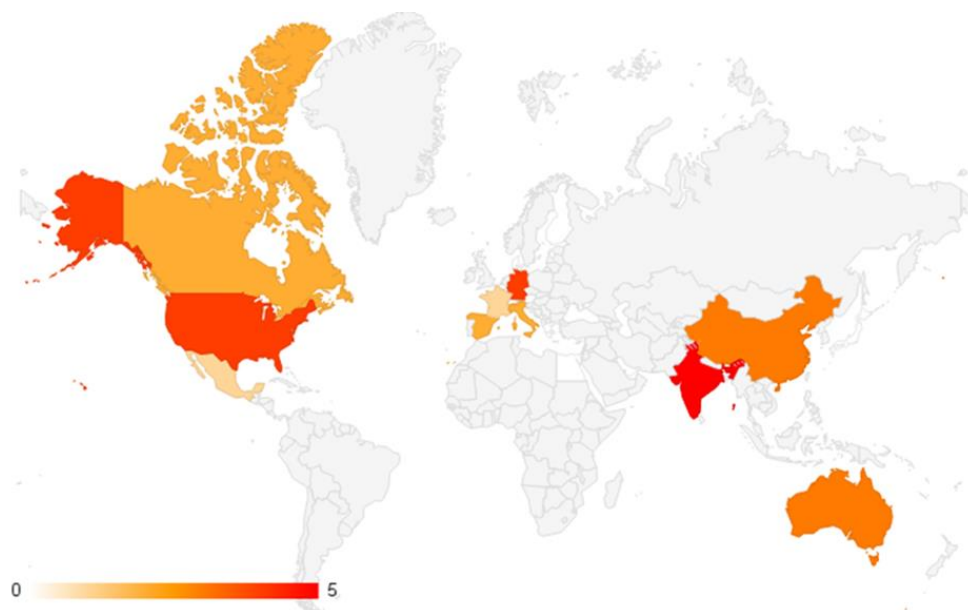
El mercado americano en este sector es más reciente que el europeo, si descontamos una tímida primera etapa entre 1998 y 2005. El arranque de este mercado comienza en 2008, con una etapa de crecimiento continuo hasta 2013 y una fase de estabilización posterior. La tecnología complementaria a los captadores CCP es una posición que en este caso ocupan de manera compartida los captadores Fresnel y los discos parabólicos pequeños.

Las gráficas 8.11 y 8.12 (ver anexo I) muestran la evolución de la situación en el mix de mercado según las tecnologías de concentración presentes. Como puede apreciarse, en los últimos años casi la totalidad del mercado ha estado dominado por los concentradores de canal cilindro-parabólico (CCP), motivo por el cual centran la mayor parte de la atención de este análisis. De hecho, aunque ahora el resto de tecnologías cuentan en suma actualmente con hasta un 20% de participación en el mercado, hasta el año 2010 apenas podían encontrarse rastros de su paso por el mismo. Los CCP suponían en 2015 el 78,87% de los productores mundiales en instalaciones de pequeña escala, muy por delante de las otras

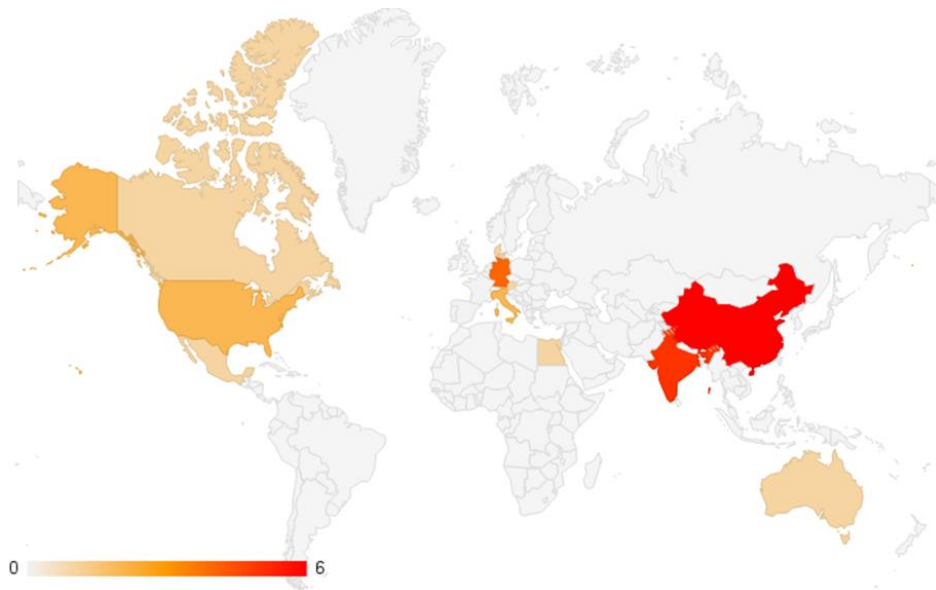
tecnologías con cierta presencia, los captadores lineales Fresnel (7,04%) y lentes Fresnel (7,04%). Otras, como los captadores FMSC o el uso de discos parabólicos de pequeño tamaño tienen participaciones insignificantes en el mercado CSP de temperatura media.

La figura 8.6 en el anexo muestra la evolución temporal del mercado CCP de pequeña escala en el mundo, a través de la distribución acumulada de la oferta disponible y el flujo de entradas y salidas registradas. Las conclusiones son similares a las anteriores, con un crecimiento hasta alcanzar máximos en 2015, y un probable punto de inflexión desde entonces. Dado que en los últimos 2-3 años, los principales mercados han mostrado un cierto retroceso, los picos alcanzados en 2015 se deban a un incremento de la contribución de otros mercados en expansión, en India y China. La figura 7.7 referida a la tecnología CCP de gran tamaño, sirve de contraste con el análisis del mercado CCP de pequeña escala visto. En capacidad instalada supera con mucho al mercado de pequeña escala, pero la oferta está mucho más concentrada en este caso. De nuevo, se observa un estancamiento de la oferta en 2014.

La figura 5.1 refleja dónde se concentra la mayor parte de la microgeneración CCP actualmente, atendiendo al origen y radio de operación de los productores de concentradores cilindro-parabólicos (CCP) de hasta 2 m de ancho de apertura ( $D \leq 2$  m). El sector está copado principalmente por EE.UU., la región europea, China, India y Australia.



**Figura 5.1. Distribución geográfica de fabricantes en el mercado Micro CCP ( $D \leq 2$  m)**



**Figura 5.2. Distribución geográfica de fabricantes actuales en el mercado CCP de escala media ( $2\text{ m} \leq D \leq 4\text{ m}$ )**

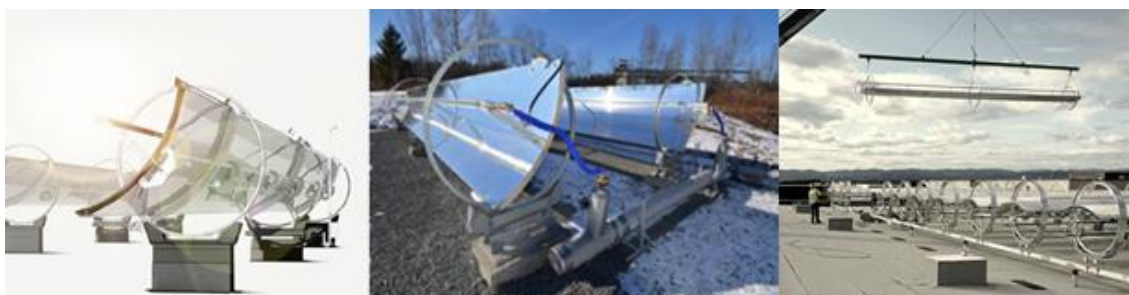
En EE.UU., el mercado CCP de pequeña y mediana escala ( $D \leq 2\text{ m}$  y  $2\text{ m} \leq D \leq 4\text{ m}$ , respectivamente) se caracteriza por el alto nivel de especialización de las empresas existentes, que además, en términos generales, se encuentran bastante asentadas en el mercado. La inversión es mayoritariamente de carácter privado, y la tecnología de fabricación de los captadores está muy enfocada a la reducción máxima de costes, tanto en materiales como en los procesos de fabricación. Ejemplos de ello son el uso mayoritario de espejos de cinta autoadhesiva aluminizada, similar al papel de aluminio, sobre soportes de plástico, o láminas pulidas de aluminio, en lugar de reflectores plateados. Las estructuras de soporte suelen ser de aluminio, materiales poliméricos y, en algún caso extremo, incluso de madera. EL objetivo es la reducción de las cantidades de material de fabricación, establecer procesos de fabricación rápidos y simples, y reducir el peso de la estructura. Debido al pequeño contorno de estos captadores, se ven menos perjudicados por las rachas de viento, lo cual permite disminuir los estándares técnicos requeridos sobre la estructura, suponiendo así una fuente de abaratamiento de costes.

La tendencia y obligación de obtención de certificados expedidos por laboratorios oficiales dependientes de los gobiernos (Solar Rating Certification Corporation), como medida de garantía, obliga a las empresas en EE.UU. y Canadá a hacerse con la aprobación de estos estándares, de validez nacional e internacional. Esto aporta al Estado control sobre el mercado, y a las empresas locales una ventaja competitiva, si bien es cierto que esta política tiene sus inconvenientes, como se ha explicado detalladamente en la sección 4.6.2.

Respecto a los usos y aplicaciones, gran parte de los integrantes del mercado americano de CCP de pequeña escala reflejados en los mapas de las figuras 5.1 y 8.2 montan receptores híbridos para la producción aislada de energía eléctrica, pero también adaptable a la producción de red, como es el caso del captador Cogenra T14. Aunque también existen módulos Fresnel híbridos, lo cierto es que los receptores híbridos compuestos por bandas de células de silicio frontales y tubos metálicos traseros a modo de refrigeradores e

intercambiadores de calor se han adaptado más fácilmente a captadores CCP de pequeño tamaño, como es el caso. Sorprende comprobar que, de entre la muestra de módulos CCP de pequeña escala, la mayoría de los captadores híbridos se sitúan en la ventana de los de mayor tamaño, dentro de esta categoría, es decir, entre 2 m y 4 m de anchura. En concreto, suelen estar entre 3 m y 3,5 m, para conseguir mayores factores de concentración  $C_g$  incidentes sobre las células fotovoltaicas (ver tabla 5.3). La mayoría de los captadores CCP de menos de 2 m de anchura utilizan receptores térmicos, para competir directamente en el mercado de la energía solar térmica de baja temperatura ( $< 100\text{ }^\circ\text{C}$ ) contra paneles solares avanzados y tubos de vacío, o bien para su uso en edificios multivivienda e industrias pequeñas a temperatura media-baja ( $\leq 200\text{ }^\circ\text{C}$ ).

Se presentan algunos ejemplos en las siguientes fotografías. Rackam (figura 5.3) es una compañía instalada en Sherbrooke, ciudad perteneciente a la provincia de Quebec, en Canadá. Actualmente fabrica dos modelos de concentradores CCP de pequeña escala, de 1,16 m y 2,34 m de anchura, respectivamente. Según las especificaciones aportadas por el fabricante, sus módulos montan reflectores de aluminio anodizado y tubos de vacío, lo que aumenta considerablemente el rendimiento térmico. Evitar pérdidas térmicas es de suma importancia, especialmente para instalaciones en latitudes frías. Hasta el momento, desde su lanzamiento en 2009, ha realizado proyectos en distintas partes del mundo [web Rackam], entre ellas una instalación de 134 kWt en el tejado de una fábrica de patatas fritas en la comarca de La Safor, en Valencia (Patatas Aitana).

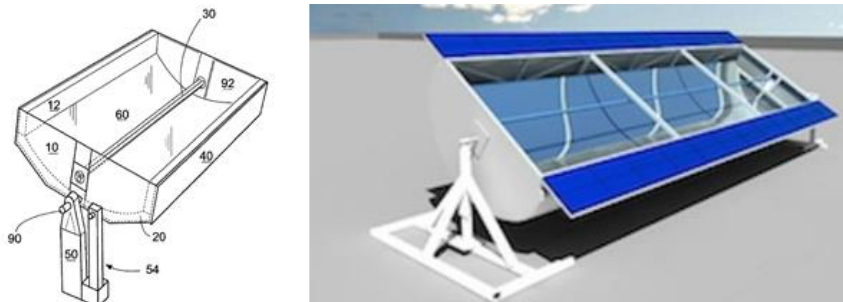


**Figura 5.3. Captador solar Rackam S10 o Icarus Heat 10. (Rackam)**

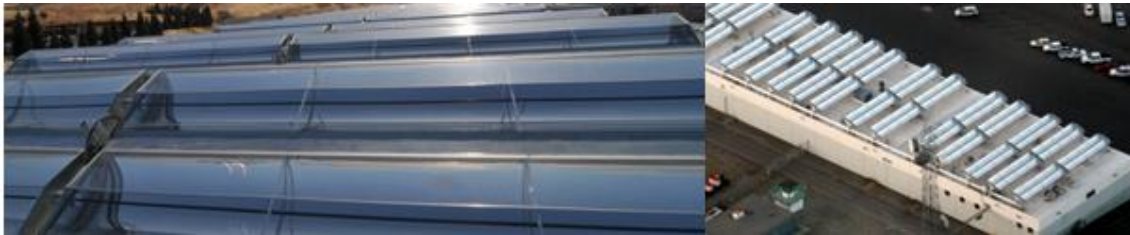
El modelo Cogenra T14, llamado así en referencia a la concentración de radiación que imprimía sobre el receptor, sufrió distintas etapas en su evolución, pasando por una primera versión con una estructura de tubo de torsión, que dividía el espejo en dos mitades laterales de espejo CCP fragmentado, esto es, una aproximación al espejo parabólico compuesto por bandas paralelas unidas, planas o ligeramente curvadas de espejo. La figura 5.4 también muestra la versión 2.0 del modelo, en la que se optó por cambiar la estructura, eliminando el tubo de torsión por un bastidor de perfiles metálicos y colocando el elemento de soporte del receptor en posición lateral, en lugar de central. La mayor parte de sus proyectos se localizan en distintos Estados de EE.UU., como por ejemplo en California del Sur, caso de ambas fotografías, en tejados o suelos de fábricas de todo tipo. Por ejemplo, la imagen de la izquierda pertenece a una instalación de 272 kW (50kWe + 222kWt) construida en 2010 para generación de vapor de proceso en el lavado de tanques y barriles en una empresa de vino (*Sonoma Wine Co.*). Desde 2014, Cogenra ha ido cambiando su estrategia, y actualmente está centrando su actividad principalmente en módulos fotovoltaicos sin concentración.



**Figura 5.4. Cogenra T14 (Cogentra, 2015)**



**Figura 5.5. Boceto de la patente e ilustración de una animación del captador CCP térmico de SolarXEnergy, modelo SolarX 164 (Matalon Energy LLC, Mat 164)**



**Figura 5.6. Captador FPE40 de Focal Point Energy**

En Europa son bastantes los emprendedores que se han ido sumando en los últimos 5-10 años a buscar oportunidades en el mercado CSP de pequeño tamaño. Los perfiles de los fabricantes son variados, desde grandes multinacionales, como Abengoa, hasta startups de presupuestos más limitados, o empresas de nueva creación apoyadas por diversos holdings. Algunas de estas empresas han establecido para el desarrollo de sus productos acuerdos de colaboración con entidades universitarias. Otras han sabido plasmar en su experiencia anterior en el sector CSP de gran escala. Aunque aún le falta camino por delante, diferentes estímulos económicos, así como programas de investigación dirigidos por la Comisión Europea, véase el caso del proyecto Digespo, han fomentado que el mercado crezca poco a poco.

En general, en la mayoría de los casos vistos se busca de manera intensiva optimizar la relación del coste y la eficiencia, tratando de buscar soluciones como estructuras de bajo coste (estructura tipo caja de construcciones cerrada con tubos receptores estacionarios), instalaciones rápidas, tratando de excluir la maquinaria pesada en los procesos de instalación y reducir los costes del transporte, trasladando los componentes del captador por separado, en unidades modulares, y montando el captador in-situ en el mismo campo solar. Los fabricantes



aumentan la flexibilidad de sus productos al proyecto en cuestión, y tratan de evitar montar soluciones más eficientes, pero también más caras, La idea que subyace en muchos casos es conseguir eficiencias aceptables al precio más reducido posible. Así, por ejemplo, en muchos casos en los que prima el coste sobre la eficiencia máxima, y si la temperatura de operación no es alta, los productores optan por prescindir del receptor evacuado con recubrimientos selectivos avanzados, por tubos atmosféricos y revestimientos de Ni negro.

De nuevo, las figuras a continuación muestran algunos representantes del sector. La imagen 5.7 corresponde a una instalación de captadores Trivelli de 1,2 m de ancho de apertura, donde el total de las filas producen 36 kW de agua caliente en un Spa. Además, a la derecha en la misma imagen se puede ver dos filas de captadores Solitem PTC 1800 conectados a una máquina de absorción.



**Figura 5.7. Trivelli SolarWing EVO (izq.) y Solitem PTC 1800**

Las dos imágenes de la figura 5.8 son dos fotografías de un módulo CCP de la compañía Helioclim instalado en una azotea. Este captador se diseñó pensando en sus aplicaciones en proyectos urbanos de climatización y calor y frío solar. En la primera imagen se puede ver cómo dos operarios montan el espejo, el cual se compone de un único segmento en el sentido transversal al eje del captador, sin ayuda de maquinaria pesada como grúas o similar. A la derecha se ofrece una vista del captador en su posición de recogida, “de supervivencia” o *stow position*.



**Figura 5.8. Captador CCP de Helioclim**

La figura 5.9 junta 3 tipos de captadores tipo CCP de pequeña escala, pero de diferente concepto. El colector UHV, de la hispano-suiza SRB Energy, monta espejos de canal parabólico pero un receptor plano aislado. Por su parte, el captado Smirro, arriba y a la derecha de la imagen, es un módulo con estructura monocasco de materiales ligeros que acciona el giro de

los módulos en sus extremos, mediante cojinetes conectados con conjuntos motor-reductora. Y abajo en la imagen encontramos un captador Soltigua PTM, montado sobre el techo de una marquesina de aparcamiento. En la figura 5.10 aparecen dos modelos de captador CCP pequeños con 2 ejes de seguimiento. En la imagen del captador de Global CSP se puede ver claramente el engranaje de cremallera que acciona el giro en torno al eje horizontal.



**Figura 5.9. SRB Energy UHV (arriba izq.), Smirro (arriba dcha.), Soltigua PTM (abajo)**



**Figura 5.10. Global CSP MK II (izq.) y SunOyster (dcha.)**

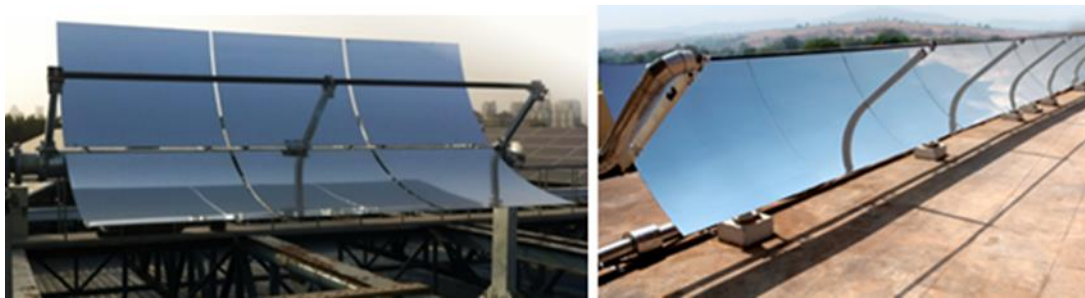
En Australia gran parte del desarrollo desde principios de la década del 2000 ha venido impulsado por las investigaciones llevadas a cabo en la Universidad Nacional de Australia, conocida como ANU según sus siglas en inglés, y otros centros de investigación, pero también paralelamente con compañías como Nep Solar.





**Figura 5.11. Colector CHAPS largo y corto (*Domestic CHAPS*)**

En China e India, los modelos de captador comerciales son aún poco desarrollados, y a menudo de fabricación casi artesanal. La mayoría de los productores no poseen avales en forma de certificados que acompañen sus productos, y aquellos que sí poseen estándares de garantías suelen ser distribuidores de empresas extranjeras. Son mercados en general bastante opacos hasta el momento, en especial el mercado chino, y enfocados a la producción dentro de su propio país.



**Figura 5.12. MillionSun Micro CSP (izq.) y Optitrough 300 (dcha.)**

En contraste, el mercado CCP de gran escala, en nombre de los fabricantes involucrados, se puede ver en la figura 7.3 del anexo. Destaca por ser un mercado con un nivel de desarrollo tecnológico mucho más avanzado, con un nivel de estandarización alto, donde los fabricantes se encuentran más concentrados en Europa y EE.UU. En la región Europea dominan los productores españoles (Sener, Abengoa,...), alemanes y consorcios formados por varios países. De nuevo para el mercado chino e indio se cumplen las mismas pautas explicadas anteriormente, siendo muchos de los fabricantes contratistas y distribuidores de empresas extranjeras.

De la misma forma que hasta ahora, las figuras 8.3 y 8.4 caracterizan el mercado de la otra tecnología con presencia significativa en CSP, los captadores Fresnel. Según los resultados obtenidos, el mercado Fresnel en general está bastante compactado. Pocos países dominan la práctica totalidad del mercado. Estos son EE.UU, Italia y Alemania, en pequeña escala, mientras que en gran escala la lista la encabezan productores europeos, con Francia un paso por delante del resto. Le siguen España, Italia y Alemania. Las figuras 8.8 y 8.9 realizan un análisis de la evolución temporal del mercado CSP Fresnel de pequeña y gran escala, como anteriormente se ha hecho con la tecnología CCP. El comportamiento de la oferta es muy diferente según el sector, siendo muy irregular en Fresnel de pequeño ancho de apertura, y

bastante más estable, con buen potencial de crecimiento futuro, en módulos de ancho de apertura superior a los 6-7 m.



**Figura 5.13. Módulos Chromasun en azotea (izq.) e instalación módulos Aira Solar en planta cárnica en Sant Joan de Vilatorrada.**

Por último, la figura 8.5 hace referencia a la distribución geográfica de otras tecnologías, de menor integración en el mercado CSP de media temperatura, como los captadores FMSC y lentes Fresnel. Son tecnologías en general bastante olvidadas, y por ello la oferta es muy escasa, y se encuentra en situación bastante inestable (figura 7.10). El mercado es pequeño y se concentra sobre todo en el continente americano, con incursiones aisladas de algunas regiones europeas.



**Figura 5.14. Módulo Pyron solar de lentes Fresnel**

Tabla 5.2. Presentación de productores actuales y recientes

Fabricante	Producto	País	Tecnología de concentración	Tipo de concentrador	Tamaño	Estado de actividad comercial	Ubicaciones posibles
<b>Aalborg CSP A/S.</b>	N.D.	Dinamarca	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Abengoa Solar</b>	PT1 (sucesor modelo IST PT-1)	España	CCP	Térmico	Medio	Desde 2009 o anteriormente.	Terreno
<b>Abengoa Solar</b>	E2	España	CCP	Térmico	Grande	Desde 2011 o anteriormente.	Terreno
<b>Abengoa Solar</b>	IST Solucar PT-2	España	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Abengoa Solar</b>	RMT (Roof Mounted Technology)	España	CCP	Térmico	Pequeño	Sí. Desde 2003 (puesta en marcha instalación Fort Sam Houston) o anterior.	Azotea, terreno, sobre cubiertas y tejados.
<b>Absolicon (Grupo Solar Kuantica en España)</b>	Absolicon T10	Suecia	CCP	Térmico	Pequeño	Sí. Su distribuidor en España quebró en 2013.	Azotea, tejado, terreno
<b>Absolicon</b>	Absolicon MT10	Suecia	CCP	Térmico	Pequeño	Sí. Su distribuidor en España quebró en 2013.	Azotea, tejado, terreno
<b>Absolicon</b>	Absolicon X10 PVT	Suecia	CCP	Híbrido	Pequeño	Sí. Su distribuidor en España quebró en 2013.	Azotea, tejado, terreno
<b>Acciona</b>	Colector SGX-2	España	CCP	Térmico	Grande	Desde 2006	N.D.
<b>Acurex Solar</b>	Acurex 3001	N.D.	CCP	Térmico	Medio	No. Creado en 1981	Terreno
<b>AIRA termosolar</b>	N.D.	España	Fresnel	Térmico	Grande	Sí	Terreno. No es necesario un suelo estrictamente plano.
<b>Airier Natura</b>	Celsius350 y Celsius450	India	CCP	Térmico	Medio - grande	Sí. Referencias desde 2010.	Terreno
<b>Airlight Energy</b>	N.D.	Suiza	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Albisa Solar</b>	AT 150	España	CCP	Térmico	Grande	Empresa en estado de liquidación. Permanece en funcionamiento colectores de proyectos anteriores.	Terreno
<b>Alcoa</b>	N.D.	EE.UU.	CCP	Térmico	Grande	N.D. Prototipo testado en NREL en 2010.	Terreno
<b>Alpha-E</b>	Alpha-Trough 350 o AT 350	Dinamarca	CCP	Térmico	Medio	Puesta en marcha de la primera instalación en primavera de 2015	Terreno
<b>Alpha-E</b>	AT 800	Dinamarca	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Alsolen Alcen</b>	Alsolen	Francia	Fresnel	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>AM-Brain GmbH</b>	K125	Alemania	Fresnel	Térmico	N.D.	No. Start-up fundada en 2012.	Terreno, N.D.
<b>Archimede Solar Energy</b>	HCESH	Italia	CCP	Térmico	Grande	Planta piloto en funcionamiento desde 2013. Inicio de construcción en 2010.	Terreno
<b>Areva Solar (anteriormente Ausra Solar)</b>	N.D.	Francia	Fresnel	Térmico	Grande	Areva sale del mercado de la energía solar de concentración a finales de 2014, debido a problemas económicos en otra de sus unidades de negocio, los reactores nucleares, como consecuencia de la caída del negocio tras el accidente en la central nuclear de Fukushima de 2011. Se desconoce el posible futuro de la división Areva Solar.	Terreno
<b>Arontis Solar Solutions (propiedad de Absolicon desde 2011)</b>	Solar8	Suecia	CCP	Híbrido	Medio	No	Azotea, terreno
<b>BBEnergy</b>	N.D.	Sudáfrica	Fresnel	Térmico	Grande	Desde 2011 o anterior	Terreno
<b>BROAD Air Conditioning Co. Ltd</b>	N.D.	China	CCP	Térmico	Medio	Referencias entre 2006 y agosto 2015, en mercado chino.	Terreno, azotea
<b>Button Energy, AEE Intec</b>	PARASOL One	Austria	CCP	Térmico	Pequeño	No. Instalación piloto en marcha en 2008. Empresa en quiebra en	Tejados, azotea, terreno

						2009 o 2011	
<b>Chromasun</b>	Micro Concentrator MCT	EE.UU.	Fresnel aislado	Admite funcionamiento térmico e híbrido	Pequeño	Sí	Tejados inclinados, azotea, terreno
<b>CIEMAT - PSA</b>	FASOL	España	CCP	Térmico	Medio	Desarrollo de un prototipo en 2005 y 2006. Previsión de comercialización para 2009. Se desconoce si actualmente permanece en el mercado.	Terreno
<b>CIEMAT - PSA, Composites y Sol</b>	CAPSOL	España	CCP	Térmico	Pequeño	Proyecto de I+D de concentrador solar CCP, entre 2008 y 2011, con previsión de posterior desarrollo comercial.	Terreno, azotea
<b>Cnim</b>	N.D.	Francia	Fresnel	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Cogenra</b>	Cogenra T14	EE.UU.	CCP segmentado	Híbrido	Medio	Sí, desde 2013	Terreno
<b>Cogenra</b>	SunBase 1.0	EE.UU.	CCP segmentado	Híbrido	Medio	En mercado en 2011 (certificado SRCC 2011)	Azotea, terreno
<b>Cogenra</b>	SunDeck PVT 2.0	EE.UU.	CCP segmentado	Híbrido	Pequeño	N.D. (certificado SRCC 2011)	Azotea, terreno
<b>Cogenra</b>	SunDeck 1.0	EE.UU.	CCP segmentado	Térmico/híbrido	Pequeño	N.D.	Azotea, terreno
<b>Cool Earth Solar</b>	N.D.	EE.UU.	CCP inflable	Fotovoltaico	Pequeño	Desde 2007.	Terreno
<b>Consortio europeo</b>	Eurotrough, ET 150, SkaLET 150	Alemania, España	CCP	Térmico	Grande	Sí. Se probó como prototipo Eurotrough II en 2003 en la planta SEGS V de Kramer junction y en PSA. Primera versión ET-I entró en el mercado en 2000 y la segunda generación, ET-II, en 2005.	Terreno
<b>Crale Energy Saving LTD</b>	SDFC15	China	CCP	Térmico	Pequeño	Cierre de la empresa en 2016. Periodo comercial: 2011 - 2016	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD</b>	SDFC18	China	CCP	Térmico	Pequeño	Cierre de la empresa en 2016. Periodo comercial: 2011 - 2016	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD</b>	SCFC4	China	CCP	Térmico	Medio	Cierre de la empresa en 2016. Periodo comercial: 2011 - 2014.	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD</b>	SIFC8	China	CCP	Térmico	Grande	Cierre de la empresa en 2016. Periodo comercial: 2011 - 2016	N.D..
<b>CSIRO (estructura CCP) y ANU (espejos colector CHAPS)</b>	N.D.	Australia	CCP	Térmico	Pequeño	N.D. Fabricación prototipo en 2006, de carácter demostrativo.	Terreno, azotea
<b>Dezhou Mingnuo New Energy</b>	PT-3E	China	CCP	Térmico	Medio - grande	No. (≤ 2014 - N.D.)	N.D.
<b>DLR Centro Aeroespacial Alemán</b>	Fix Focus Trough	Alemania	Fresnel	Térmico	Medio	Prototipo antiguo, años 1999-2000.	Terreno, tejados horizontales e inclinados.
<b>Dr. Vetter GmbH</b>	IT.collect	Alemania	CCP	Térmico	Pequeño	En fase piloto	Azoteas, tejados planos e inclinados, fachadas, terrazas, terreno.
<b>Elianto</b>	N.D.	Italia	Fresnel	Térmico	Medio - grande	Prototipo en 2010. Modelo comercial desde 2013.	Terreno
<b>ENEA</b>	N.D.	Italia	CCP	Térmico	Grande	En funcionamiento en plantas solares térmicas desde finales 2006, principios del 2007.	Terreno
<b>Entech Solar</b>	SolarVolt	EE.UU.	Lentes refractantes anidólicas de sección circular	Fotovoltaico (admite híbrido)	Pequeño	Modelo presentado en 2011	Terreno, azotea
<b>Erfis GmbH</b>	Erfitrough	Alemania	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Feranova</b>	FRT-1C10, FRT-1C20 (la numeración, 10 o 20 indica el número de filas de facetas)	Alemania	Fresnel	Térmico	Grande	Compañía fundada en 2005. Desarrolla sistemas CSP desde 2008.	Colector FRT-1C10: terreno, azotea. Colector FRT-1C20: terreno
<b>Ferasolar</b>	Gama de productos: FERA TH 100, FERA FP	Italia	Fresnel	Térmico	Medio	N.D.	Azotea, terreno, sobre techo de aparcamientos



							y zonas de paso.
<b>Focal Point Energy</b>	FPE40 ó Energy Driver	EE.UU	CCP	Térmico	Medio	Sí (certificado SRCC 2013)	Azotea, terreno, marquesina de aparcamiento.
<b>Focused Sun</b>	Microgrid	EE.UU.	Fresnel	Térmico	Pequeño	Sí	Terreno, azotea
<b>Focused Sun</b>	Fourfold	EE.UU.	Fresnel	Híbrido	Pequeño	Sí	Terreno, azotea
<b>Fundación Bruno Kessler (FBK)</b>	Proyecto Digespo, programa FP7	Italia	CCP	Térmico	Pequeño	No está en el mercado. Es un proyecto de investigación fundado en 2009 y en operación desde 2012.	Diseñado para tejado, azotea.
<b>Fresnex</b>	N.D.	Austria	Fresnel	Térmico	Medio	Sí. Proceso de desarrollo del colector en 2013.	Terreno, azotea
<b>Gaia Solar</b>	PT-01	China	CCP	Térmico	Pequeño	Sí	Terreno, azotea
<b>GlassPoint Solar</b>	Enclosed Trough	EE.UU, Omán	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Glax Tech</b>	ThermeX	Italia	Fresnel	Térmico	Grande	Primeras instalaciones previstas para primer semestre de 2015.	Terreno, azotea
<b>Global CSP</b>	MK II, MK III	Inglaterra	CCP	Térmico	Pequeño	Sí. Colector en desarrollo desde 2014, en fase de prototipo.	Terreno, azotea
<b>Global CSP</b>	Mark 5	Inglaterra	CCP	Térmico	Pequeño - medio	Sí. Colector en desarrollo desde 2014, en fase de prototipo.	Terreno, azotea
<b>Gossamer Space Frames y 3M</b>	Large Aperture Trough (LAT) 73	EE.UU	CCP	Térmico	Grande	Sí. Primeros proyectos puestos en marcha a finales de 2011, mediados de 2012.	Terreno
<b>Greenera Energy, SG1000</b>	N.D.	India	CCP	Térmico	Pequeño	Sí, desde 2014	Azotea
<b>Helioclim</b>	N.D.	Francia	CCP	Térmico	Pequeño	Sí. Instalación prototipo en 2013. Fundada en 2011.	Azotea, terreno, techo marquesinas de aparcamientos
<b>Heliodynamics</b>	HD7.c	Orinda, California, EE.UU.	Fresnel	Híbrido	Medio	No. Empresa cerrada. El colector es del año 2009.	Azoteas, tejados inclinados, sobre cubiertas de aparcamientos, sobre otras estructuras o sobre terreno.
<b>Heliodynamics</b>	HD10	Orinda, California, EE.UU.	Fresnel	Híbrido	Medio	No. Empresa cerrada. El colector es del año 2009.	Azoteas, tejados inclinados, sobre cubiertas de aparcamientos, sobre otras estructuras o sobre terreno.
<b>Heliodynamics</b>	HD16. Dos versiones: HD16-11 y HD16-21	Orinda, California, EE.UU.	Fresnel	Híbrido	Grande	No. Empresa cerrada. El colector es del año 2009.	Azoteas, tejados inclinados, sobre cubiertas de aparcamientos, sobre otras estructuras o sobre terreno.
<b>Himin Solar</b>	N.D.	China	Fresnel	Térmico	Medio	N.D. Conciencia tan solo de la versión prototipo, en 2009.	Terreno, azotea
<b>Himin Solar</b>	Solar Cooker	China	Micro CCP	Térmico	Pequeño	Sí	Terreno, azotea, balcón
<b>Himin Solar</b>	N.D.	China	Fresnel y CCP de gran escala	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Hitachi Plant Technologies</b>	N.D.	Japón	CCP	Térmico	N.D.	Prototipo desarrollado en 2011 y en operación.	Terreno, azotea
<b>Hitachi Zosen Corporation</b>	HSLPF (Hitz Super Low Profile Fresnel)	Japón	Fresnel	Térmico	Medio	Prototipo en 2013	Terreno
<b>Huayuan New Energy project</b>	Nombre de la gama de colectores: HY-Trough-3	China	CCP	Térmico	Medio	En mercado chino desde 2006	N.D.

	(anchura 3 m).						
<b>Huayuan New Energy project</b>	Nombre de la gama de colectores: HY-Trough-6 (anchura 6 m)	China	CCP	Térmico	Grande	En mercado chino desde 2006	N.D.
<b>IAUS (International Automated Systems)</b>	N.D.	EE.UU.	Lentes Fresnel radial segmentado	Fotovoltaico de concentración (CPV)/híbrido.	Medio-grande	Desde 2008	Terreno
<b>IDie</b>	N.D.	España	Lentes Fresnel	Térmico	Pequeño	Prototipo de investigación	Terreno, azotea
<b>IMK</b>	CSP- Trough	Austria	CCP	Térmico	Medio-grande	Sí	N.D.
<b>Industrial Solar Technology Corporation (IST). Actualmente propiedad de Abengoa</b>	IST PT1	EE.UU.	CCP	Térmico	Medio	No. Colector antiguo. Entró en el mercado en 1998. Actualmente propiedad de Abengoa, colector PT1.	Terreno
<b>Industrial Solar Thermal Solutions GmbH, grupo PSE AG (anteriormente Mirroxx)</b>	LF-11	Alemania	Fresnel	Térmico	Medio	Sí, desde 2005.	Azotea, terreno
<b>INERSUR</b>	N.D.	España	Fresnel	Térmico	Medio-Grande	Sí	Terreno
<b>Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)</b>	N.D.	México	CCP	Térmico	Pequeño	Prototipo. Año 2010	Terreno, azotea
<b>Inventive Power</b>	Power Trough 110®	México	CCP	Térmico	Pequeño	Fundada en 2010. El colector Power Trough 110 está en el mercado desde 2012.	Azotea, terreno
<b>KGDS Renewable Energy Private Limited</b>	N.D.	India	Fresnel	Térmico	Grande	N.D.	Terreno
<b>Koluacik Research &amp; Development</b>	Gama de modelos SPT según tamaño	Turquía	CCP	Térmico	Medio	Desde 2013	Azotea, terreno
<b>Koluacik Research &amp; Development</b>	Gama de modelos FPT según tamaño	Turquía	CCP seccionado en varios segmentos de espejo CCP a diferentes distancias focales. Estructura intermedia entre CCP y Fresnel.	Térmico	Medio	Desde 2013	Azotea, terreno
<b>Lanzhou Dacheng</b>	N.D.	China	Fresnel	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Lanzhou Dacheng</b>	N.D.	China	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>LiteTrough</b>	Gen6	EE.UU.	CCP	Térmico	Pequeño	Sí, certificado SRCC expedido en octubre de 2014.	Azotea, terreno
<b>Lotus Solar Technologies</b>	N.D.	Egipto	CCP	Térmico	Pequeño - medio	No	Terreno, azotea
<b>Lotus Solar Technologies</b>	N.D.	Egipto	Fresnel	Térmico	Pequeño	No	Terreno, azotea
<b>Maharishi Solar. Colaboración con Abengoa Solar</b>	Concentradores RMT y PT1 de Abengoa Solar	India	CCP	Térmico	Medio	N.D.	Concentrador RMT: azotea y terreno. Concentrador PT1: terreno
<b>Masdar Clean Energy (Mubadala Company)</b>	N.D.	Emiratos Árabes Unidos	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Menova Engineering</b>	Gama de productos,	Canadá	CCP	Híbrido	Medio	En mercado al menos desde 2006. Bancarota en 2014.	Azotea, terreno

<b>Inc/Power-Spar</b>	según el tamaño: PS 1, PS 2X1, PS 1X2						
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar</b>	PS-35	Canadá	Fresnel radial, de foco puntual	Configuración híbrida y térmica.	Medio	No. Bancarrota en 2014. Diseñado en 2009.	Azotea, terreno, techo aparcamientos o marquesinas, tejados y techos inclinados
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar</b>	PS-140	Canadá	Fresnel radial, de foco puntual	Configuración híbrida y térmica.	Grande	No. Bancarrota en 2014. Diseñado en 2009.	Azotea, terreno, techo aparcamientos o marquesinas, tejados y techos inclinados
<b>Millennium Energy Systems</b>	Milenio	España	Fresnel	Térmico	Grande	Sí. Empresa fundada en 2006. Período de I+D+I del colector 2011-2015	Versión del colector de menor tamaño: terreno, azotea, techos, sobre cubierta de naves industriales. Versión de mayor tamaño: terreno.
<b>Millionsun Energy Co., Ltd</b>	CSPT-L	China	CCP	Térmico	Pequeño	Desde 2006	Azotea, terreno
<b>Millionsun Energy Co., Ltd</b>	CSPT-H	China	CCP	Térmico	Grande	Desde 2006	Azotea, terreno
<b>Mithras AG</b>	Mithras Lumen 2.3	Alemania	CCP	Térmico	Medio	Prototipo en 2011. El desarrollo de este concentrador quedó aparcado en 2012, para centrar los esfuerzos de la empresa en el colector Lumen 8.4.	Terreno
<b>Mithras AG</b>	Mithras Lumen 8.4	Alemania	CCP	Térmico	Grande	En fase de prototipo	Terreno
<b>Mulk Enpar Renewable Energy (su distribuidor en EEUU es US Clean Energy Technologies)</b>	N.D.	Emiratos Árabes Unidos. Filial de Mulk Enpar Group (India)	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Mulk Enpar Renewable Energy (su distribuidor en EEUU es US Clean Energy Technologies)</b>	N.D.	Emiratos Árabes Unidos. Filial de Mulk Enpar Group (India)	Fresnel	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Nep Solar AG</b>	PolyTrough 1200	Suiza, opera mayoritariamente en Australia	CCP	Térmico	Pequeño	Comenzó su comercialización en 2009. Sigue formando parte de la gama de productos ofertados en la web de Nep Solar, aunque realmente solo comercializan el modelo PolyTrough 1800.	Tejado plano con estructura, terreno.
<b>Nep Solar AG</b>	PolyTrough 1800	Suiza, opera mayoritariamente en Australia	CCP	Térmico	Medio	Sí	Sobre tejado plano con estructura, y sobre terreno.
<b>Novatec Solar</b>	DMS (Direct Molten Salt)	Alemania	Fresnel	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Novatec Solar</b>	Supernova (vapor sobrecalentado)	Alemania	Fresnel	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Novatec Solar</b>	Nova-1 (vapor saturado)	Alemania	Fresnel	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Oorja Energy Engineering</b>	PTC 150	India	CCP	Térmico	Pequeño	Si	Terreno
<b>Oorja Energy Engineering</b>	PTC 300	India	CCP	Térmico	Pequeño	Si	Terreno
<b>PerSolar</b>	TLC-1000	Alemania	CCP	Térmico	Pequeño	Sí, junio 2015.	Azotea, tejado, terreno.
<b>PerSolar</b>	TLC-24K	Alemania	CCP	Térmico	Pequeño	Sí, junio 2015.	Azotea, tejado, terreno.
<b>Protarget</b>	N.D.	Alemania	CCP	Térmico	Medio	Colector en fase comercial. Planta piloto en funcionamiento, y actualmente en desarrollo plantas comerciales.	Terreno

<b>Pyron Solar</b>	Power Reef	EE.UU.	Lentes Fresnel	Fotovoltaico	Medio - grande	Sí. Modelo actual presente en el mercado desde 2011.	Terreno
<b>Rackam</b>	S10	Canadá	CCP	Térmico	Pequeño	Sí, desde 2009.	Azotea, terreno
<b>Rackam</b>	S20	Canadá	CCP	Térmico	Medio	Sí, desde 2009.	Azotea, terreno
<b>Radha Energy Cell</b>	POWER TROUGH REC-20	India	CCP	Térmico	Medio	Sí. Desde 2010.	Terreno, azotea
<b>Ronda High Tech</b>	RHT 2500 Trough	Italia	CCP	Térmico	Grande	Desde 2012.	Terreno
<b>Royal Tech CSP</b>	Royal Trough	China	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>SAMCA (Renovables SAMCA S.A, filial de Grupo SAMCA)</b>	Samcatrough (colector Eurotrough)	España	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Schlaich Bergermann und Partner (SBP GmbH)</b>	Ultimate Trough	Alemania	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>SENER</b>	SENERtrough y SENERtrough 2	España	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>SHAP (Solar Heat and Power), actualmente Areva Solar</b>	N.D.	EEUU.	Fresnel	Térmico	Pequeño	No. Renombrada como Ausra en 2007. Posteriormente comprada por Areva en 2010, dando lugar a Areva Solar.	Terreno
<b>SHAP (Solar Heat and Power)</b>	N.D.	Italia	CCP	Térmico	Pequeño	N.D.	Terreno
<b>Sharper Sun (Leverage Net Solutions)</b>	N.D.	India	CCP	Térmico	Pequeño	Sí, desde 2016. Prototipo en 2014.	Terreno
<b>SIJ (Instituto Solar de Jülich) y DLR (Centro Aeroespacial Alemán), en colaboración con Solitem GmbH y Alanod.</b>	PTC 1000	Alemania	CCP	Térmico	Pequeño	Prototipo fabricado entre 2003 y 2005. Previsiones iniciales para su entrada al mercado en 2010.	Azotea, terreno
<b>SkyFuel</b>	SkyTrough	EE.UU.	CCP	Térmico	Grande	Desde 2011.	Terreno
<b>SkyFuel</b>	SkyTrough DSP	EE.UU.	CCP	Térmico	Grande	Desde 2011.	Terreno
<b>Skyline</b>	High Gain Solar y/o Skyline Solar X14	EE.UU.	CCP	Fotovoltaico	Medio	Compañía fundada en 2007 y desaparecida a finales de 2012. Desarrollo de su modelo de concentrador en 2009.	Terreno
<b>SLT Energy LTD</b>	SOL Yatna CSP	India	CCP	Térmico	Grande	Fundada en 2008.	Terreno
<b>Smirro</b>	SmirroTM	Alemania	CCP	Térmico	Pequeño	Sí	Azotea, terreno
<b>Solar Euromed</b>	LFR500	Francia	Fresnel	Térmico	Grande	Prototipo construido en 2013	N.D.
<b>Solar Millennium AG</b>	N.D.	Alemania	CCP	Térmico	Grande	No. Se declaró en quiebra en 2011.	Terreno
<b>Solar Power Group (SPG) GmbH (anteriormente Solarmundo NV).</b>	N.D. Instalación piloto "Fresdemo" en la Plataforma Solar de Almería.	Alemania, Bélgica	Fresnel	Térmico	Grande	Prototipo testado en 2007 en la Plataforma Solar de Almería (PSA). Se desconoce su presencia actual en el mercado.	Terreno
<b>Solargenix</b>	Power Roof (precursor de Abengoa RMF)	EE.UU.	CCP	Térmico	Pequeño	No. Como colector de Solargenix, su desarrollo comenzó en 2000. Desde 2006, propiedad de Acciona.	Terreno, azotea
<b>Solargenix</b>	SGX-1	EE.UU.	CCP	Térmico	Grande	No. Como colector de Solargenix, su desarrollo comenzó en 2000. Desde 2006, propiedad de Acciona.	Terreno
<b>Solarlite</b>	SL 2300	Alemania	CCP	Térmico	Medio	Planta piloto en Tailandia en 2004. Primera instalación comercial en 2007.	Terreno, sobre tejado.
<b>Solarlite</b>	SL 4600	Alemania	CCP	Térmico	Grande	Desde 2010.	Terreno, sobre tejado.
<b>Solarmirrortec</b>	SMT-8	Austria	CCP	Térmico	Medio	Sí	N.D.



<b>Solarmirrortec</b>	SMT-70	Austria	CCP	Térmico	Grande	Sí	N.D.
<b>Solarmundo NV (posteriormente Solar Power Group)</b>	N.D.	Bélgica	Fresnel	Térmico	Grande	Colector de 2001. Tras su desaparición como empresa, el desarrollo de éste continuó en Solar Power Group. Actualmente perteneciente a Industrial Solar Thermal Solutions.	N.D.
<b>Solarfire Industrial Design</b>	N.D.	Finlandia	Disco parabólico segmentado	Térmico	Medio-grande	Sí	Terreno, azotea
<b>SolarXEnergy (antes Matalon Energy LLC.)</b>	Línea de productos: SolarX 164 (o también mat-164), SolarX Hybrid, SolarX Thermal Scissor	EE.UU.	CCP	Térmico	Pequeño	Posible cierre en 2015	Terreno, azotea
<b>Solel Solar Systems LTD (anteriormente Luz International)</b>	IND 300	Israel	CCP	Térmico	Pequeño	No. Empresa cerrada. Referencias sobre el colector datan de aproximadamente 2000-2001.	Terreno, azotea, sobre marquesina de aparcamiento.
<b>Solel Solar Systems LTD (anteriormente Luz International)</b>	LS-1	Israel	CCP	Térmico	Medio	No. Lanzamiento comercial en 1984. Su sucesor fue el colector LS-2. Empresa adquirida por Siemens en 2009, y desmantelada en 2013.	Terreno
<b>Solel Solar Systems LTD (anteriormente Luz International)</b>	LS-2	Israel	CCP	Térmico	Grande	No. Lanzamiento comercial en 1985. Su sucesor fue el colector LS-3. Empresa adquirida por Siemens en 2009, y desmantelada en 2013.	Terreno
<b>Solel Solar Systems LTD (anteriormente Luz International)</b>	LS-3	Israel	CCP	Térmico	Grande	Empresa cerrada. Fue adquirida por Siemens en 2009, y en 2013 ésta salió del negocio de la energía termosolar, cerrando su departamento de energía solar y vendiendo los activos que poseía. El colector LS-3 entró en el mercado en 1988-1989.	Terreno
<b>Solitem</b>	PTC 1100	Alemania (oficinas centrales),Turquía (filiales y fábricas)	CCP	Térmico	Pequeño	Producción desde 2011.	Azotea, terreno
<b>Solitem</b>	PTC 1800	Alemania (oficinas centrales),Turquía (filiales y fábricas)	CCP	Térmico	Medio	Sí	Azotea, terreno
<b>Solitem</b>	PTC 3000	Alemania (oficinas centrales),Turquía (filiales y fábricas)	CCP	Térmico	Medio	Sí	Terreno
<b>Solitem</b>	PTC 4000	Alemania (oficinas centrales),Turquía (filiales y fábricas)	CCP	Térmico	Medio - grande	Sí	Terreno
<b>Soltigua</b>	Línea de productos: PTMx-18, PTMx-24, PTMx-30, PTMx-36	Italia	CCP	Térmico	Medio	Desde 2007.	Terreno, azotea, sobre marquesinas de aparcamientos.
<b>Soltigua</b>	Línea de productos FTM: FTM18, FTM24, FTM30, FTM36	Italia	Fresnel	Térmico	Medio	2011 - principios 2015	Terreno, azotea, encima de marquesinas de aparcamientos.
<b>Soltigua</b>	Línea de productos FLT: FLT10v-24, FLT10v-36,	Italia	Fresnel	Térmico	Medio - grande	Desde 2015.	Terreno, azotea, sobre marquesinas de

	FLT10v-48, FLT10v-60, FLT10v-72						aparcamientos.
<b>Sopogy</b>	SopoFlare	EE.UU.	CCP	Térmico	Pequeño	Adquirida por Hitachi Power Systems a lo largo de 2014.	Azotea, terreno
<b>Sopogy</b>	SopoNova 4.0	EE.UU.	CCP	Térmico	Pequeño	Adquirida por Hitachi Power Systems a lo largo de 2014.	Azotea, terreno
<b>Sopogy</b>	SopoHelios	EE.UU.	CCP	Térmico	Medio	Adquirida por Hitachi Power Systems a lo largo de 2014.	Terreno
<b>Sopogy</b>	SopoTitan	EE.UU.	CCP	Térmico	Medio	Adquirida por Hitachi Power Systems a lo largo de 2014.	Terreno
<b>SRB Energy</b>	UHV	España-Suiza	CCP + receptor absorbedor plano	Térmico	Pequeño	Sí	Azotea, tejado plano e inclinado, sobre fachada, terreno.
<b>STG Internacional</b>	N.D.	EEUU.	CCP	Térmico	Pequeño	N.D.	Terreno
<b>Sunlis GmbH</b>	SUNLIS Trough 2.0	Alemania	CCP	Térmico	Grande	No	Terreno
<b>SunOyster Systems GmbH</b>	SunOyster 16	Alemania	CCP	Híbrido	Medio	Sí. Primera instalación comercial en China, en 2014.	Terreno, azotea
<b>SunPower</b>	C7 Tracker	EE.UU.	CCP	Fotovoltaico	Medio - grande	Lanzamiento al mercado en 2012.	Terreno
<b>SUNTRAK SYNERGY</b>	N.D.	India	CCP	Térmico	Grande	N.D.	Terreno
<b>SUNTRAK SYNERGY</b>	N.D.	India	CCP	Térmico	Pequeño	Lanzado al mercado en 2013	Terreno, azotea
<b>Tecnología Solar Concentradora(TSC) S.L.</b>	CCStaR	España	FMSC (Fixed Mirror Solar Concentrator)	Térmico	Medio	Cierre de la empresa en 2016	Azotea, terreno
<b>Termopower, y su filial Grupo STS (Solar Technology Systems)</b>	TCP 150	España	CCP	Térmico	Grande	Sí. Empresa fundada en 2009.	Terreno
<b>Termopower, y su filial Grupo STS (Solar Technology Systems)</b>	TCP 200	España	CCP	Térmico	Grande	Sí. Empresa fundada en 2009.	Terreno
<b>Thermax India</b>	SolPac P60	India	CCP	Térmico	Medio	Sí	Azotea, terreno
<b>Torresol Energy (grupo SENER)</b>	SENERtrough	España	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Trivelli Energy Ltd</b>	SolarWing Evo	Italia	CCP	Térmico	Pequeño	Sí	Terreno, azotea
<b>Tsk Flagsol</b>	Skal-ET (Eurotrough)	España, Alemania	CCP	Térmico	Grande	Entró en el mercado tras ser testado en 2003 en la planta SEGS V de Kramer Junction. Su sucesor es el concentrador Heliotrough.	Terreno
<b>Tsk Flagsol</b>	HelioTrough	España, Alemania	CCP	Térmico	Grande	Prototipo testado en 2009. Actualmente en el mercado.	Terreno
<b>Ultra Conserve Pvt.</b>	OptiTrough 300	India	CCP	Térmico	Pequeño	Sí. Empresa fundada en 2009	Terreno, azotea
<b>Ultra Lite Solar</b>	N.D.	Canadá	CCP	Térmico	Pequeño - medio	N.D.	Azotea, terreno
<b>Unión Europea</b>	Proyecto EUCLIDES	Consorcio Europeo	CCP	Térmico	Grande	No	Terreno
<b>Universidad de Florencia</b>	SALTO PTC 1, o también F-PTC2200	Italia	CCP	Térmico	Medio	Es un prototipo, con fines académicos por el momento. Posible adaptación futura al mercado.	Terreno, azotea
<b>Universidad de Florencia</b>	SALTO PTC 2, o también F-PTC1600	Italia	CCP	Térmico	Pequeño	Es un prototipo, con fines académicos por el momento. Posible adaptación futura al mercado.	Terreno, azotea
<b>Universidad de Lleida, APSE</b>	Proyecto de investigación BiFres	España	Fresnel	Fotovoltaico	Pequeño - medio	No. Prototipo de investigación desarrollado en 2005.	Terreno, azotea
<b>Universidad de Lleida, APSE</b>	Proyecto de investigación PlaFres	España	Fresnel	Fotovoltaico	Pequeño - medio	No. Prototipo de investigación desarrollado en 2012 o anteriormente.	Terreno, azotea
<b>Universidad de Lleida, APSE</b>	Proyecto de investigación ReFres	España	Lentes Fresnel	Fotovoltaico	Pequeño - medio	No. Prototipo de investigación desarrollado en 2012 o anteriormente.	Terreno, azotea

<b>Universidad Nacional de Australia (ANU)</b>	Domestic CHAPS (Combined Heat and Power Solar System)	Australia	CCP	Híbrido	Pequeño	Fase de prototipo entre 2002-2004.	Azotea, terreno
<b>Universidad Nacional de Australia (ANU)</b>	Long CHAPS system (Combined Heat and Power Solar System)	Australia	CCP	Híbrido	Pequeño	Fase de prototipo entre 2002-2004.	Azotea, terreno
<b>URSSA</b>	URSSATrough	España	CCP	Térmico	Grande	N.D.. Testado en 2012 en PSA.	Terreno
<b>US Clean Energy Technologies (Mulk Enpar)</b>	N.D. (concentrador CCP Mulk Enpar)	EE.UU. (filial de Mulk Enpar, Emiratos Árabes Unidos)	CCP	Térmico	Grande	Sí	Terreno
<b>Vicot Air conditioning</b>	N.D.	China	CCP	Térmico	Medio	Sí	Terreno, azotea, techos de marquesinas y aparcamientos
<b>Whitestar Energy</b>	W11-C	EE.UU	CCP	Térmico	Pequeño	Desde finales de 2014.	Terreno, azotea

## 5.3 Caracterización del mercado

### 5.3.1 Parámetros geométricos

El apartado 5.3.1 está reservado al análisis de la geometría de los captadores solares y del campo solar en su conjunto. La enorme muestra de modelos comerciales, y la profundidad del estudio, complican mucho la presentación y exposición clara de los resultados del estudio dentro de unos límites razonables. No obstante, en busca de este objetivo, se ha optado por separar los datos en diferentes tablas. Los datos más relevantes, o de mayor importancia, se presentan en este mismo apartado, en la tabla 5.4. Para el resto de parámetros, que aportan una información complementaria y adicional a la tabla 5.4, se ha reservado espacio en el anexo I (tablas 8.3, 8.4 y 8.5). En su caso, los resultados publicados en el anexo serán referenciados adecuadamente.

La tabla 5.4 muestra una radiografía bastante completa de la geometría típica de todos los tipos de captadores de pequeña escala en CSP, y las tecnologías más importantes en termosolar de gran escala de media concentración, esto es, los CCP y Fresnel de gran tamaño. Las tecnologías de altas temperaturas, como son las torres solares y los discos parabólicos de gran tamaño, quedan fuera del alcance de este proyecto.

El objetivo en este apartado es comparar los distintos parámetros geométricos entre distintas arquitecturas en la categoría de pequeña escala, y contrastar las diferencias entre los tamaños pequeños y grandes. Por ello, se ha considerado que la mejor manera de hacerlo es agrupando en una misma tabla términos como el área neta de apertura de cada módulo ( $A_{ap}$  o  $A_{apneta}$ ), la longitud y anchura de los mismos, el diámetro externo del tubo absorbente, el factor de concentración geométrico ( $C_g$ ), la longitud focal ( $f$ ), el ángulo de bordes y el ángulo de aceptación. Todos estos conceptos, así como el resto que serán usados en otras secciones, han sido convenientemente descritos en capítulos anteriores.

Al ser tecnologías lineales, el área de apertura neta se define con el producto de la longitud y anchura efectivas del módulo. Como se dedujo en el apartado 4.2, las sombras y otras pérdidas adicionales de área se contabilizan en el área real, o en el factor de pérdidas  $f_{end loss}$ . En general, los parámetros dimensionales medios según el tipo de tecnología varían. Incluso dentro de una misma categoría las dimensiones pueden cambiar bastante de un modelo comercial a otro. Así, por ejemplo los módulos CCP de pequeña escala tienen anchos de apertura entre 0,5 m y 4 m, siendo 2 m aproximadamente la media de los modelos en el mercado, y una  $C_g$  promedio en torno a 35. Aquellos que se destinan a aplicaciones urbanas a temperaturas entre 100 °C y 200 °C, necesitan menores coeficientes de concentración ( $C_g = 15 - 20$ ), y por tanto menores anchuras (1-1,5 m). Los que se aplican en la industria, en procesos cercanos a 250 °C, o en generación de potencia eléctrica, tienen anchuras de 3-4 m, y  $C_g \approx 45$ . La longitud media por módulo está en 5,5 m y el área  $A_{ap}$  media roza los 13 m<sup>2</sup>.

A la hora de comparar los concentradores de área continua, como son los CCP, con otros discontinuos, como los Fresnel, éstos últimos ofrecen como ventaja áreas de apertura por cada módulo superiores al caso de los módulos de espejos continuos. La razón está en que los

módulos discontinuos no presentan tantos problemas para el giro de los espejos, ya que los pares de torsión y las inercias son menores. Además, los módulos discontinuos son menos eficientes y necesitan anchos de apertura totales mayores al caso de los CCP. En concreto, la anchura de apertura media en el caso de módulos Fresnel compactos es de 5,6 m y el área media por módulo es de 47,5 m<sup>2</sup>, aunque los hay mucho más pequeños (véase el caso de Chromasun). Por sus características, los módulos Fresnel permiten longitudes de módulo y fila superiores a los captadores tipo CCP tanto en pequeña escala como en tamaños grandes.

Respecto a concentradores tipo FMSC, guiándose por el único modelo comercial disponible, los módulos pueden alcanzar 4,5 m de anchura neta, y 37,4 m<sup>2</sup> por módulo. Sin embargo, al disponer de varios receptores lineales distribuidos paralelamente por módulo, los factores de concentración son muy bajos, normalmente  $C_g \approx 5-10$ .

Las lentes Fresnel, tanto lineales como puntuales, suelen tener anchos de apertura entre 0,5 m y 1 m, en pequeña escala. Las longitudes son variables, no solamente dependiendo de si tienen un foco según un eje o puntual, sino también de la disposición, en serie o paralelas, de los segmentos de lentes. Es decir, dependiendo de si se opta por filas alargadas, o un mayor número de filas, pero más cortas. Aun con todo, se podría afirmar que las unidades modulares tienen longitudes entre 1 m y 3 m. La longitud de las filas, por su parte puede superar los 20 m.

En gran escala, en módulos CCP las dimensiones medias son, de forma aproximada:  $D \approx 6$  m,  $L \approx 11,6$  m y  $A_{ap} \approx 70$  m<sup>2</sup>. Comparando con módulos de reflectores discontinuos, es decir, de bandas de espejo, se cumplen las mismas pautas que lo dicho anteriormente, ya que las anchuras, longitudes y, como consecuencia las áreas de apertura por módulo, son muy superiores. De media resultan 13,5 m, 47 m y 650 -750 m<sup>2</sup>, respectivamente.

Los conjuntos SCA y los lazos que éstos conforman son más largos en gran escala que en instalaciones de pequeña escala. Los módulos CCP en microgeneración tienen longitudes máximas de SCA alrededor de 20 m, los de medio tamaño hasta 40 -50 m, dependiendo de la capacidad del motor de accionamiento. Los lazos llegan hasta los 200 m. En CCP de gran escala hasta ahora se tenían conjuntos SCA de hasta 150 m, barrera superada con los modelos de Airlight Energy y el captador LAT 73 de Gossamer. Los lazos máximos son de 600 m habitualmente, o incluso hasta cerca del kilómetro de longitud, en el caso de los modelos de Airlight y Gossamer. En modelos Fresnel, los lazos y los SCA son equivalentes, siendo de hasta 65 m en modelos pequeños, y hasta 985 m en los modelos más grandes. El resto de tecnologías alcanzan longitudes menores.

Respecto del diámetro exterior del tubo absorbente, se observan diferencias importantes entre pequeña escala y gran escala. Mientras que en el mercado de gran escala, el valor del diámetro óptimo está perfectamente determinado, considerando los efectos contrarios de la ganancia óptica y las pérdidas térmicas, según las características selectivas del tubo y el fluido de trabajo, en pequeña escala no ocurre así, y los fabricantes tienen más libertad en la elección del valor del diámetro escogido, según las características del módulo ( $C_g$ ) y el tubo montado. Aparte, del aspecto de la estandarización de la medida del diámetro, hay que tener en cuenta que en gran escala el fabricante del módulo no es el mismo que el del tubo, sino que la fabricación de este componente se encuentra externalizada. El mercado de este componente está monopolizado por un número muy reducido de fabricantes, como Schott,

Archimede o, hasta hace poco Solel. Para captadores de gran escala con aceites térmicos como HTF, el diámetro estándar es 70 mm. En el caso de las sales fundidas, se valoran dos opciones, normalmente, 80 mm o 90 mm. En pequeña escala, el valor medio del diámetro en CCP es  $d = 39,6$  mm. Sin embargo, a menudo se utilizan tubos más finos, de aproximadamente 25 mm, y otros de hasta 50 mm. La tabla 8.5 muestra tanto los espesores de los tubos y sus carcasas, que habitualmente son 2-3 mm, como los diámetros de éstas.

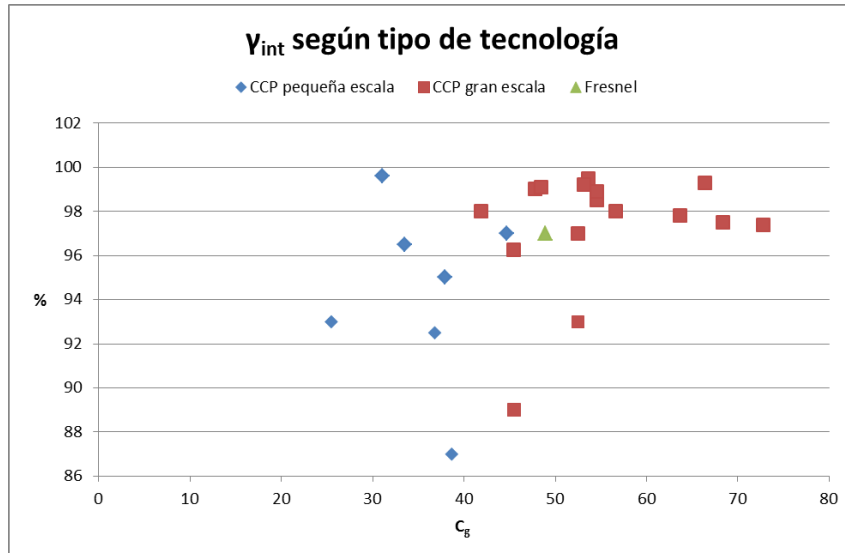
Los factores de concentración también difieren según el tamaño y la arquitectura de concentración. La tabla 5.4 recoge los valores medidos en los captadores que conforman la muestra de mercado. Respecto a las tecnologías de pequeña escala, los CCP se mueven desde  $C_g \approx 5-10$  hasta máximos de 55-60, dependiendo de la aplicación a la que va a ser destinado el captador, siendo la media  $C_g = 34$ . En Fresnel, la situación es muy similar, con un factor medio  $C_g = 36$ . En principio, debería esperarse factores de concentración superiores en CCP con respecto a Fresnel. Realmente ocurre así; sin embargo, hay que tener en cuenta el elevado porcentaje de captadores CCP con  $D \leq 1,2$ , que tienen  $C_g$  muy bajos. Los pocos discos parabólicos que se usan para aplicaciones de media temperatura y pequeña escala alcanzan los mayores registros en  $C_g$ . Por el contrario, los captadores FMSC y las lentes Fresnel son las tecnologías que menores  $C_g$  consiguen, tan solo hasta  $C_g \approx 15-20$ . En gran escala, los módulos CCP concentran la radiación incidente entre 60-80 corrientemente, con máximos cercanos a  $C_g = 100$ , mientras que sus homólogos Fresnel se quedan, de media en  $C_g \approx 50-55$ .

Analizando la industria CSP, y la tabla 5.4, se observa que, por una parte, la tecnología que mayores cotas alcanza en cuanto a ángulos de borde  $\Psi_{rim}$ , o ángulos de apertura, son los captadores CCP, por delante de los módulos Fresnel y el resto de tecnologías. Por otra parte, también se advierte que en la industria de gran escala se buscan mayores ángulos de borde que en pequeña escala. Los fabricantes consiguen incrementar este parámetro aumentando el ancho de apertura,  $D$ , o bien mediante la definición del contorno de la parábola, en captadores CCP.

Aumentar  $\Psi_{rim}$  proporciona mayor superficie de apertura y capacidad de concentración, lo cual redundaría en un aumento del rendimiento y de la potencia máxima por  $m^2$  de colector. Sin embargo, según crece  $\Psi_{rim}$  se propician efectos de aberración lumínica que provocan flujos de energía irregulares sobre la superficie de captación del receptor, e incluso pueden llegar a perjudicar seriamente la interceptación de la radiación proveniente de los concentradores primarios por desenfoque. Esto ocurrirá si parte del área proyectada por los rayos cae fuera del área delimitada por el contorno del receptor, es decir, si el diámetro característico del área proyectada es superior al diámetro exterior del receptor.

El análisis de la muestra de mercado permite concluir la manera de actuar para resolver estos problemas, según cada tipo de tecnología. En primer lugar, en pequeña escala, en caso de incurrir en  $\Psi_{rim}$  que provoquen aberración lumínica, simplemente se tiende a renunciar a captar los rayos que no alcanzan el receptor, porque el coste de las posibles medidas no compensa. En concentradores Fresnel, las características técnicas y el bajo coste de la estructura facilitan adoptar como solución la colocación de una segunda etapa de concentración de los rayos solares. Estos reflectores secundarios se colocan cercanos al receptor y habitualmente dentro del cofre, para evitar las pérdidas térmicas y la degradación

de los espejos por los agentes ambientales. Los colectores tipo CCP de gran escala optan por aumentar el diámetro del receptor para equipararlo al diámetro característico de la imagen proyectada por los rayos sobre el plano focal, para captar casi el 100% de la radiación directa incidente. Los datos del factor de interceptación, representados gráficamente aquí, han sido incluidos en la tabla 5.14.



**Figura 5.15. Factor de interceptación según tipo de tecnología**

Por otra parte, para  $\Psi_{rim}$  altos las distancias entre los extremos laterales de la parábola y el foco en el que se sitúa el receptor, los denominados radios de borde, llegan a ser considerables en gran escala. Los efectos adversos de los defectos de fabricación del contorno de los paneles y las irregularidades localizadas de la superficie de los espejos se ven potenciados por estos radios de borde largos. Esto supone una limitación en captadores con anchos de apertura muy grandes. Los módulos de gran tamaño, al estar enfocados a aplicaciones de  $T_{op} > 250\text{ }^\circ\text{C}$ , necesitan altos grados de concentración de la radiación solar, lo cual les obliga a recurrir a  $\Psi_{rim}$  superiores al caso de los modelos de pequeño tamaño, a pesar de contar con radios de borde superiores a los 3 m. Los modelos de gran tamaño necesitan tecnologías de fabricación muy desarrolladas y precisas, y más cuidado y mantenimiento que los módulos de pequeña escala para evitar pérdidas importantes por aberración lumínica. El mantenimiento es importante para mantener bajo control el ensuciamiento, habitualmente más acusado en modelos de gran escala, ya que suelen estar destinados a instalaciones emplazadas en zonas más áridas y ambientes erosivos.

En pequeña escala, se considera que hay dos factores que favorecen  $\Psi_{rim}$  bajos. En primer lugar, los requerimientos técnicos a que están sometidos son más flexibles que el caso de sus homólogos de mayor tamaño, puesto que sus temperaturas de aplicación suelen situarse entre los  $120\text{-}230\text{ }^\circ\text{C}$ , y raramente superan los  $250\text{ }^\circ\text{C}$ , entre otras razones porque por razones de coste suelen recurrir a revestimientos selectivos (véase sección 5.3.2) baratos que se degradan rápidamente a temperaturas superiores a  $250\text{ }^\circ\text{C}$ . En segundo lugar, la geometría del colector y las restricciones por superficies de terreno limitadas, con instalaciones en azoteas y terrazas, inducen a recurrir a  $\Psi_{rim}$  bajos para evitar pérdidas por sombreado y espaciado entre filas excesivos.



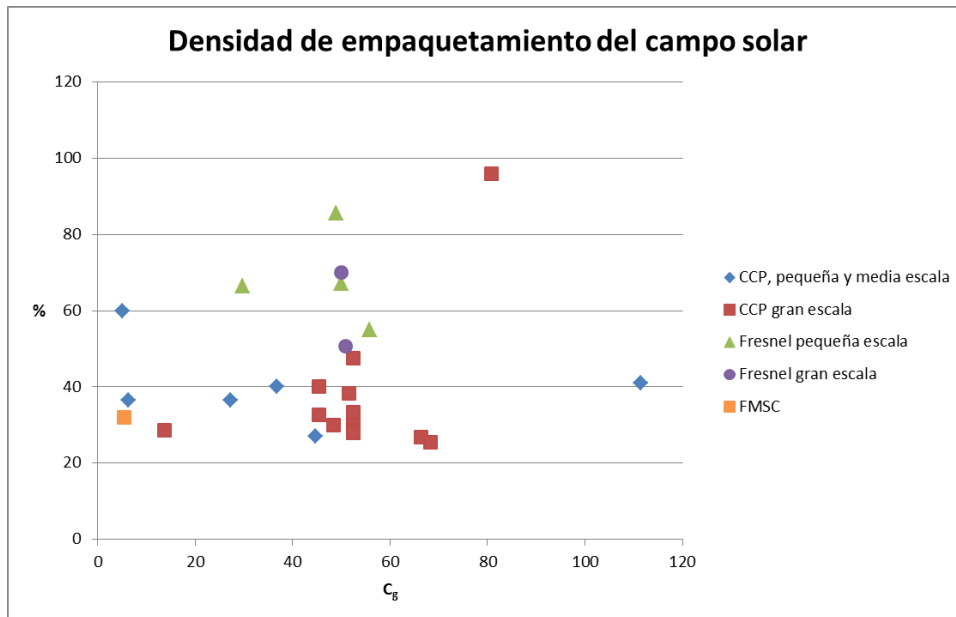
Otro aspecto a considerar es el ratio de uso del terreno disponible, o densidad de empaquetamiento del campo solar, a través del factor de espaciado entre filas, lo cual se ve reflejado en la superficie de campo solar necesaria por KW de potencia generada. Lo vemos con la siguiente tabla de datos promedio, elaborada a partir de la documentación presentada en la 8.3 del anexo.

**Tabla 5.3. Aprovechamiento del campo solar**

Tecnología de concentración	<i>Espaciado entre centros</i> <i>D</i>	$\frac{m^2_{campo}}{KW_t}$	Ratio de uso del campo solar (%)
<b>CCP pequeña escala</b>	2,6 -2,8	5,5	40
<b>CCP gran escala</b>	3 - 3,8	4,5	25 -30; 38-40
<b>Fresnel pequeña escala</b>	1,5-2	2-2,5	70 -85
<b>Fresnel gran escala</b>	1-1,5	2,8 - 3,2	50 -70
<b>FMSC</b>	1,9	N.D.	32

Las tecnologías Fresnel, y la mayor parte de los sistemas de captación de reflectores distribuidos (bandas o facetas), gozan de ratios más bajos de espaciado entre centros de filas consecutivas en relación a la anchura de apertura bruta del módulo. Sus separaciones mínimas entre filas se traducen en densidades de empaquetamiento del campo solar muy elevadas, lo cual compensa la falta de eficiencia térmica del colector con respecto a los captadores de espejos continuos, como los CCP. En éstos, el espaciado entre módulos supera el doble del ancho de apertura, en pequeña escala, y es incluso mayor en gran escala, con el objetivo de evitar pérdidas excesivas por sombreado. El porcentaje de uso del campo solar es algo mayor en CCP de pequeña escala, hasta valores en torno al 40%, mientras que en los ejemplos vistos de grandes centrales térmicas llega como máximo al 30%, teniendo en cuenta el espacio ocupado por el bloque de potencia y los tanques de almacenamiento, normalmente posicionados en el centro del campo solar para reducir las longitudes de tuberías, y con ello los costes de la central, tanto a través de costes de instalación, como menores pérdidas de presión, lo que afecta a la presión de bombeo, y pérdidas térmicas. Con bombas más potentes y mayores medidas de aislamiento térmico se reproducen los costes. Obviando el bloque de potencia y los tanques, el parámetro llega en ocasiones al 40%. Con estas diferencias en las densidades de empaquetamiento se explica el, a priori, sorprendente resultado en los m<sup>2</sup> de campo solar necesarios para generar 1 KW de potencia térmica según captadores CCP o Fresnel.

Mención aparte merece el caso de GlassPoint Solar, cuyo caso se verá en la sección 5.3.2.2, al tratar el tema de las cubiertas acristaladas. El revolucionario diseño de este concentrador CCP, le permite cubrir prácticamente la totalidad del campo solar, hasta valores del 94-96%. La siguiente gráfica resume lo comentado sobre la densidad de empaquetamiento de distintas instalaciones en funcionamiento, según el tipo de captador.



**Figura 5.16. Densidad de empaquetamiento del campo solar según tipo de tecnología de concentración**

Por otra parte, independientemente de la tecnología de concentración, se ha observado que, para un mismo modelo de módulo, el ratio de uso del campo solar es mayor según aumenta la capacidad instalada. Esto ocurre sobre todo en el mercado de pequeña escala, en instalaciones entre 100 KW y 1 MW de potencia.

Tabla 5.4. Tabla parámetros geométricos principales de un concentrador solar

Fabricante, modelo	$A_{apneta}$ por módulo ( $\frac{m^2}{módulo}$ )	Longitud de apertura de un módulo L (m)	Anchura neta de apertura de un módulo D (m)	Diámetro externo del tubo receptor d (mm)	Factor de concentración geométrica $C_g$	Longitud focal f (m)	Ángulo de bordes o "rim angle" (°)	Ángulo de aceptación (°)
Aalborg CSP A/S, N.D.	67,33	11,67	5,77	70	52,48	N.D.	N.D.	N.D.
Abengoa, PT-1	13,42	6,1	2,2	29,1 - 51	27,46 - 48,18	0,8	72	2,41
Abengoa, RMT	4,22	3,67	1,13 - 1,148	25,4	28,773	N.D.	N.D.	N.D.
Abengoa, PT-2	52,8	12	4,4	70	40,02	1,7	72	N.D.
Absolicon, T10	10,37	N.D.	1,1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Absolicon, MT10	N.D.	N.D.	1,1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Absolicon, X10 PVT	10,37	N.D. {6}; 9,42 {10}; N.D. {14} <sup>(1)</sup>	1,1	110	6,366	N.D.	N.D.	N.D.
Acurex Solar, Acurex 3001	34	3,05 {3,25} <sup>(1)</sup>	1,8	51	22,47	N.D.	N.D.	N.D.
AIRA termosolar, N.D.	1233	N.D.	18	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Airlight Energy, N.D.	57,036	5,88	9,7	0,45 (lado aire caliente), 0,4 (lado aire frío) <sup>(2)</sup>	13,72	3,5	72	N.D.
Albisa Solar, AT 150	69,288	12	5,76	70	52,38	1,71	N.D.	N.D.
Alcoa, N.D.	85,466	14,02	6,096	N.D.	N.D.	1,7	N.D.	N.D.
Alpha-E, AT 350	42,5	12	3,42	51 - 100 (óptimo 70)	21,77 - 42,69 (óptimo 31,1)	N.D.	N.D.	N.D.
Alpha-E, AT 800	96	12	8	55 - 100 (óptimo 70)	50,93 - 92,6 (óptimo 72,757)	N.D.	N.D.	N.D.
AM-Brain GmbH, K125	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	10	N.D.	N.D.	N.D.
Archimede Solar Energy, HCESH	68	12 {12,5} <sup>(1)</sup>	5,66	70	51,48	N.D.	N.D.	N.D.
Areva Solar	N.D.	N.D.	20 (10 filas)	< 250	>50,93	N.D.	N.D.	N.D.
Arontis Solar Solutions, Solar8	8	4 {5} <sup>(1)</sup>	2	34 - 60 (receptor térmico)	Receptor fotovoltaico: 12,5. Receptor térmico: 21,22 (d = 60 mm), 37,44 (d = 34 mm).	N.D.	N.D.	N.D.
BROAD Air Conditioning Co. Ltd, N.D.	13,11	5,7 {6} <sup>(1)</sup>	2,3	38	38,53	N.D.	N.D.	N.D.
Button Energy y AEE INTEC, PARASOL One	1,875	3,97 {4} <sup>(1)</sup>	0,47	8 (prototipo 1), 12 (prototipo 2)	24,93	0,1	103	1,34
Centro Superior de Investigaciones Científicas de Italia, colector ENEA	72	12,5 - 15 {16,7} <sup>(1)</sup>	5,76	70	52,38	1,81	77	N.D.
Chromasun, MCT	3,39 (certificado SRCC); 3,5 (Chromasun)	2,76 {3,39} <sup>(1)</sup>	1,23	16	48,94	0,32	N.D.	3
Ciemat, FASOL	15,72	6	2,62	N.D.	N.D.	0,7	N.D.	N.D.
Ciemat, Composites y Sol; CAPSOL	2	2	1	≈ 19	≈ 33,5	N.D.	N.D.	N.D.
CNIM	720	36	20	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Cogenra, T14	7,442	2,44	3,05	Receptor fotovoltaico rectangular:	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

				2440x220. Receptor térmico: N.D.				
<b>Cogenra, SunBase 1.0</b>	32,82	11,24	2,92	Receptor fotovoltaico rectangular: 11240xN.D. Receptor térmico: 180	10,3	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, SunDeck PVT 2.0</b>	3,53	2,52 {2,753} <sup>(1)</sup>	1,4	Receptor fotovoltaico rectangular: 2520xN.D. Receptor térmico: 72,24 - 129,9	6,86 - 12,73	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, SunDeck 1.0</b>	4,176	2,74 {2,753} <sup>(1)</sup>	1,524	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Consortio europeo, Eurotrough ET-150</b>	69,24	12 {12,27} <sup>(1)</sup>	5,77	70	52,48	1,71	80	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD, SDFC15</b>	1,5	1,5	1	47	13,55	0,2	N.D.	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD, SDFC18</b>	1,8	1,8	1	58	11	0,2	N.D.	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD, SDFC4</b>	10	4	2,5	100	25	0,2	N.D.	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD, SIFC8</b>	45,6	8	5,7	> 70	51,84	N.D.	N.D.	N.D.
<b>CSIRO (estructura CCP) y ANU (espejos colector CHAPS), N.D.</b>	33	21,32	1,548	40	49,34	N.D.	45	N.D.
<b>DLR (Centro Aeroespacial Alemán), Fix Focus Trough</b>	36	6	6 (12 filas)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Dr. Vetter GmbH, Itcollect</b>	1	2,054 {2,257} <sup>(1)</sup> . Ampliaciones opcionales de longitud con segmentos de colector de 0,5 m.	0,44	6 (tubo en U); ≈ 45-50 (ancho placa soporte del tubo en U)	5	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Elianto, N.D:</b>	N.D.	≤50	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Erfis, Erfitrough</b>	46	7,7 {8,4} <sup>(1)</sup>	6	70	54,57	1,7	166	N.D.
<b>Feranova, FRT-1C10 y FRT-1C20 <sup>(3)</sup></b>	1562,5 (10 filas), 3125 (20 filas)	125	12,5 (10 filas), 25 (20 filas)	N.D.	51,34 - 127,32	10	N.D.	N.D.
<b>Ferasolar, FERA TH 100</b>	234	32	7,3 (20 filas)	N.D.	N.D.	4,5	N.D.	N.D.
<b>Focal Point Energy, FPE40 ó Energy Driver</b>	37,16	12,192	3,048	26	37 - 74,32	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Fundación Bruno Kessler (FBK), Digespo</b>	3,2 <sup>(4)</sup>	2 {2,2} <sup>(1)</sup>	0,4	10 - 12	21,22 - 25,465	0,2	N.D.	N.D.
<b>GlassPoint Solar, N.D.</b>	N.D.	N.D.	7,6	60	80,85	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Glax Tech, ThermeX</b>	37,5	7,8	4,8	8,8	54,634	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Global CSP, MK II y III</b>	2 - 4	2 (modelo de 1 m de anchura)	1 - 2	≈ 42	15,16 - 30,32	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Global CSP, MK 5</b>	N.D.	4 - 8	1 - 4	42 (para módulo de anchura 1,8 m)	15,16 - 60,63	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Gossamer, 3M; LAT 73</b>	87,6	12	7,3	70	66,4	2	N.D.	1,432
<b>Greenera Energy, SG1000</b>	2,06	1,93	1,07	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Helioclim, N.D.</b>	4,51	3,08	1,48	29,6	31,83	N.D.	N.D.	N.D.

Heliodynamics, HD7.c	10,6	3,998	2,651	Receptor fotovoltaico rectangular: 270x4000. Receptor térmico: N.D.	8,75	N.D.	N.D.	N.D.
Heliodynamics, HD 10	24	6	4	Receptor fotovoltaico rectangular: 216x6000. Receptor térmico: N.D.	12,5	N.D.	N.D.	N.D.
Heliodynamics, HD 16 (HD16-11 y HD16-21)	36 (HD16-11), 66 (HD16-21)	6 (HD16-11), 5,5 (HD16-21)	6 (modelo HD16-11), 12 (modelo DH16-21)	Receptor fotovoltaico rectangular: 185x6000. Receptor térmico: N.D.	20	N.D.	N.D.	N.D.
Himin Solar, Solar Cooker	4,32	2,4	1,8	120	9,55	N.D.	N.D.	N.D.
Hitachi Zosen Corporation, HSLPF	662	92 {103} <sup>(1)</sup>	7,2	90	50,93	2,6	N.D.	N.D.
Huayuan New Energy, HY-Trough-3	36	12	3	20; 40; 70	27,28 (d=70 mm), 47,74 (d=40 mm), 95,49 (d=20 mm)	N.D.	N.D.	N.D.
Huayuan New Energy, HY-Trough-6	72	12	6	40; 70	54,57 (d=70 mm), 95,49 (d=40 mm)	N.D.	N.D.	N.D.
IMK, CSP- Trough	N.D.	≤ 6	4 - 6	70	36,38 - 54,57	N.D.	N.D.	N.D.
Industrial Solar Technology, IST PT1	14	6,1	2,3	40 - 50,8	28,82 - 36,6	0,76	70	N.D.
Industrial Solar thermal solutions, LF-11	22,33	4,06	5,5	70	50,02	4	N.D.	N.D.
INERSUR, N.D.	44,8	8 {8,4} <sup>(1)</sup>	5,6	15 (receptor multitubo, 8 tubos paralelos)	29,71	4	45	N.D.
Instituto de Investigaciones Eléctricas, N.D.	15,46	6,72 {7,1} <sup>(1)</sup>	2,3	26,7	54,84	0,78	72	N.D.
Inventive Power, Power Trough 110	3,3	3	1,1	33,4	20,97	0,341	N.D.	N.D.
Koluacik Research & Development, SPT <sup>(5)</sup>	3,6; 7,2; 9,6; 12 y 18	1,2 (3,6 kW), 2,4 (7,2 kW), 9,6 kW y 12 kW), 3,6 (18 kW)	3 (3,6 kW y 7,2 kW), 4 (9,6 kW) y 5 (12 kW y 18 kW)	50	38,197 (anchura 3 m), 50,93 (anchura 4 m), 63,66 (anchura 5 m)	1,3 (3,6 kW y 7,2 kW), 1,5 (9,6 kW), 2 (12 kW y 18 kW)	N.D.	N.D.
LiteTrough, Gen6	3,195	N.D.	< 1,5	N.D.	35,1	N.D.	N.D.	N.D.
Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS (CCP)	4,32 - 44,33	2,4; 4,9; 7,3; 14,3	1,8; 3,1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS-35	35	6,809	5,48 (8 filas, 0,685 m/fila)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS-140	140	11,687 {12,757} <sup>(1)</sup>	11,97 (16 filas, 0,748 m/fila)	N.D.	N.D.	7,061	N.D.	N.D.
Millennium Energy Systems, Milenio	N.D.	N.D.	N.D.	34	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Millionsun Energy, CSPT-L	2	2	1	40 - 54	11,8 - 17	0,21	N.D.	N.D.
Millionsun Energy, CSPT-H	8	4	2	54	23,58	0,69	N.D.	N.D.
Mithras, Lumen 2.3	11,5	5	2,3	34	43,07	0,57	180	N.D.

Mithras, Lumen 8.4	45,6	7,6 {8,4} <sup>(1)</sup>	6	70	54,57	1,725	166	N.D.
Mulk Enpar, N.D. (CCP)	40	8	5	70	45,47	N.D.	N.D.	N.D.
Mulk Enpar, N.D. (Fresnel)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	19,1	N.D.	N.D.	N.D.
Nep Solar AG, PolyTrough 1200 y 1200B	2,408	1,993	1,208	28	27,28	0,65	50	1,85
Nep Solar AG, PolyTrough 1800	36,9	20 {20,9} <sup>(1)</sup>	1,845	34	33,703	0,65	71	N.D.
Nep Solar AG, Polytrough 1800 (certificado SPF)	18,45	9,39 {11,085} <sup>(1)</sup>	1,965	34	36,793	N.D.	N.D.	N.D.
Novatec Solar DMS, Supernova, Nova-1	513,6	44,8 (bruta), 42,8 {44,8} <sup>(1)</sup>	12	< 153	> 50	7,4	N.D.	N.D.
PerSolar, TLC-1000	0,995	N.D. {2,05} <sup>(1)</sup>	N.D.	28	11,368	N.D.	N.D.	N.D.
PerSolar, TLC-24K	23,88	N.D. {6} <sup>(1)</sup>	N.D.	50,8	50,127	N.D.	N.D.	N.D.
Protarget, N.D.	34,6	12	2,95	42	44,71	0,75	N.D.	N.D.
Pyron Solar, Power Reef	N.D. (0,1225 m <sup>2</sup> /lente Fresnel)	≤ 15	N.D.	No tiene	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Rackam, S10	3,425 (Rackam), 5,479 (certificado SRCC)	2,95 {3,05} <sup>(1)</sup>	1,16	31,8	23,22	0,5	N.D.	N.D.
Rackam, S20	18,84	8,05 {8,4} <sup>(1)</sup>	2,34	25,7	57,96	0,8	N.D.	N.D.
Ronda High Tech, RHT 2500 Trough	70,8	12	5,9	70	53,66	1,81	N.D.	N.D.
Royal Tech CSP, Royal Trough	67,44	12,375 {12,5} <sup>(1)</sup>	5,45	70	49,57	N.D.	N.D.	N.D.
SBP, Ultimate Trough	180	24 {24,5} <sup>(1)</sup>	7,512	70 (PTR70); 90 (PTR90)	53,13 (d = 90 mm), 68,32 (d = 70 mm).	N.D.	N.D.	N.D.
SENER, Senertrough	69,6	12 (Senertrough), ≈13 (Senertrough2)	5,8 (Senertrough), 6,87 (Senertrough2)	70	52,75 - 62,48	1,7	N.D.	N.D.
SHAP, N.D.	7,8	6	1,3	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SIJ, DLR, Solitem y Alanod; PTC 1000	2	2	1	N.D.	N.D.	0,205	99	N.D.
SkyFuel, Skytrough	83,4	13,9 {14,3} <sup>(1)</sup>	6	80	47,75	N.D.	N.D.	N.D.
SkyFuel, SkyTroughDSP	≈ 140	≈ 18,5	8	70, 80 y 90	56,59 (d = 90 mm), 63,66 (d = 80 mm), 72,75 (d = 70 mm)	N.D.	N.D.	N.D.
SLT Energy, SOL Yatna CSP	60	12	5	70	45,47	1,6	75	N.D.
Smirro	3,42	3	1,14	35	20,74	N.D.	N.D.	N.D.
Solar Euromed, LFR 500	400	40	10	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solar Power Group, MAN; Fresdemo.	1500	100	15	180	53,05	8,25	N.D.	56
Solargenix, Power Roof	15,37	4,27	3,6	42	54,57	N.D.	N.D.	N.D.
Solargenix, SGX-1	39,19	8	4,9	70	45,56	1,8	N.D.	N.D.
Solarlite, SL 2300	27,6	12	2,1	12	111,4	0,8	N.D.	N.D.
Solarlite, SL 4600	55,2	12	4,6	70	41,83	1,2	87,6	N.D.
Solarmirrotec, SMT-8	8,8	4	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solarmirrotec, SMT-70	70	12	6	70	52,75	N.D.	N.D.	N.D.
SolarXEnergy, Solar X164	5,31	4,35 {4,88} <sup>(1)</sup>	1	34,8	22,32	N.D.	N.D.	N.D.
Solel, IND 300	6	6	1	22	28,68	0,2718	N.D.	N.D.

Solel, LS-1	16	6	2,55	42	38,65	0,68	85	1,918
Solel, LS-2	39	7,8	5	70	45,47	1,49	79,9 - 80	1,59
Solel, LS-3	72,125	12,5	5,77	70	52,48	1,71	80 - 80,2	1,37
Solitem, PTC 1100	2,75	2,5	1,1	27,5	25,466	0,2	99	N.D.
Solitem, PTC 1800	9,162	5,02 - 5,09	1,8	38	30,156	0,78	60	2,09
Solitem, PTC 3000	15 - 22,5	5 - 7,5	3	46	41,52	N.D.	N.D.	N.D.
Solitem, PTC 4000	20	5	4	50	50,93	N.D.	N.D.	N.D.
Soltigua, PTM (PTM 18, PTM 24, PTM 30, PTM 36)	13,5	6,2	2,177	N.D.	N.D.	≈ 0,65 - 0,7	N.D.	N.D.
Soltigua, FTM (FTM18, FTM24, FTM30, FTM36)	22,467	6,35 - 6,43	3,5	38,9	55,7	≈ 4,5	N.D.	N.D.
Soltigua, FLT (FLT10v-24, FLT10v-36, FLT10v-48, FLT10v-60, FLT10v-72)	37,125	6,2 - 6,25	5,94 - 5,99	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Sopogy, SopoFlare	1,85	2,44	0,76	23,4	20,68	0,208	N.D.	N.D.
Sopogy, SopoNova	5,21	3,657 {3,89} <sup>(1)</sup>	1,524	25	38,81	0,305	N.D.	N.D.
Sopogy, SopoHelios	7,17	3,67	2,09	32	41,58	0,406	N.D.	N.D.
Sopogy, SopoTitan	10,76	3,7592	3,048	48	40,43	0,914	89	N.D.
SRB Energy, UHV	4	3,411	1,306	Receptor plano rectangular: 3400x621	2,1 (receptor plano)	N.D.	N.D.	N.D.
SunOyster Systems, N.D.	8	4	2	40 - 50	25,46 - 31,83	N.D.	N.D.	N.D.
Suntrak Synergy, N.D.	68,4	12 {12,75} <sup>(1)</sup>	5,7	70	51,84	1,71	N.D.	N.D.
Suntrak Synergy, N.D.	1,8	1,76	1,02	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Tecnología Solar Concentradora, CCStar	37,4	8,4	4,5	65	5,5	0,94	N.D.	N.D.
Termopower, TCP 150	68 - 70,8	12,27	5,774	N.D.	N.D.	1,71	N.D.	N.D.
Termopower, TCP 200	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Thermax India, SolPac P60	6,41	≈ 3,5 - 3,6	≈ 1,8 - 1,9	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Trivelli Energy Ltd, SolarWing EVO	8,25	6,9 {8,24} <sup>(1)</sup>	1,2	22 - 33,4	22,87 - 34,72	N.D.	N.D.	N.D.
Tsk Flagsol, Skal-ET (Eurotrough)	69,24	12	5,77	70	52,47	1,71	80	N.D.
Tsk Flagsol, HelioTrough	124,7	19	6,62 - 6,77	89	48,427	1,71	89	N.D.
Ultra Conserve, OptiTrough 300	28,75	25	1,2	25	30,56	N.D.	N.D.	N.D.
Univ. de Florencia, SALTO 1	11,25	5 {5,4} <sup>(1)</sup>	2,25	42,4	33,78	N.D.	N.D.	N.D.
Univ. de Florencia, SALTO 2	7,815	5 {5,4} <sup>(1)</sup>	1,563	42,4	23,47	N.D.	N.D.	N.D.
Univ. Nacional de Australia, CHAPS doméstico	3,84	1,6	1,2 <sup>(6)</sup>	Receptor fotovoltaico rectangular: 1600x40. Receptor térmico: aprox. 50	15,279	≈ 0,55	50	N.D.
Univ. Nacional de Australia, CHAPS largo	2,27	1,465 {1,604} <sup>(1)</sup>	1,55	Receptor fotovoltaico rectangular: 1500x40. Receptor térmico: aprox. 50	19,735	0,85	50	N.D.
Vicot Air conditioning, N.D.	15	6	2,5	42	37,894	0,85	N.D.	N.D.
Whitestar Energy, W11-C	2,112	N.D.	< 1	N.D.	15,76	N.D.	N.D.	N.D.

Notas:

- (1) Entre llaves se indican longitudes brutas de apertura del concentrador solar, en lugar de longitud neta de espejo.
- (2) El concentrador solar Airlight Energy monta un diseño de receptor lineal de tubo en U. En la sección de ida, por la que circula aire caliente, el diámetro de la sección de tubo es mayor que en el tubo de vuelta con aire frío.
- (3) El módulo Fresnel de Feranova consta de dos versiones, FRT-1C10 y FRT-1C20, según el número de filas paralelas de facetas que componen el reflector primario del concentrador solar.
- (4) El montaje del módulo Digespo consta de 4 espejos en paralelo por módulo.
- (5) El modelo SPT de Koluacik cuenta con una amplia gama de módulos de diferentes tamaños y potencias: SPT-0312, SPT-0324, SPT-0424, SPT-0524, SPT-0536.
- (6) El montaje del módulo CHAPS, en su versión corta, cuenta con dos espejos concentradores de canal cilindro-parabólico dispuestos en paralelo, con el tubo absorbente montado en serie. La anchura de cada espejo es 1,2 m, por lo que la anchura total del módulo asciende a una cifra algo superior a los 2,4 m



## 5.3.2 Componentes

### 5.3.2.1 Estructura

Esta sección del capítulo está reservada a analizar hacia dónde se dirigen las corrientes actuales en el diseño de las estructuras. Para ello, se ha presentado la tabla 5.5, la cual recoge la descripción y características de los modelos implicados en el mercado CSP de media concentración, entre los que figuran los materiales de construcción empleados, las técnicas superficiales empleadas (endurecimiento superficial, protección antes agentes ambientales...), el peso del módulo ( $\text{kg}/\text{m}^2$ ) y, en los casos en los que ha sido posible, una descripción somera del proceso de montaje e instalación del módulo.

Tras analizar la documentación presentada, se está en disposición de afirmar que actualmente la diversidad del mercado está creciendo con nuevas tendencias en los diseños de las estructuras de los colectores.

Así, en captadores solares tipo CCP, podemos encontrar nuevos diseños además de los ya vistos en el apartado 3.2.1.1, como estructuras tipo rueda de soporte (*supporting wheel*) o rueda giratoria. En este tipo de estructura es una rueda transversal al eje del colector, de gran diámetro y situada en posición central, la que soporta los mayores esfuerzos de torsión. La estructura se completa con bastidores rectangulares simples de perfiles extruidos de aluminio o acero a lo largo del contorno del canal cilindro-parabólico de espejos que se fijan mediante uniones atornilladas y bulones, o mediante soldadura, a la rueda. De esta forma dicho bastidor mantiene la forma del espejo y transmite los esfuerzos a la rueda.

Estos sistemas combinan las ideas de estructura de soporte y de sistema de accionamiento, ya que además de soportar el peso del panel concentrador reflectante y el resto de esfuerzos a los que se somete la estructura, la rueda giratoria transmite el movimiento que le impulsa el motor del sistema de accionamiento interponiendo cojinetes entre ambos. De esta manera, la rueda sustituye también los accionamientos basados en sistemas de poleas y cables. El gran diámetro de la rueda además disminuye tanto los pares de torsión ejercidos sobre la misma como los rozamientos en la transmisión del giro del colector al seguir la posición del sol. Las figuras a continuación muestran ejemplos de colectores CCP con arquitectura de rueda giratoria, desde pequeñas escalas hasta anchos de apertura superiores a los 9 m. (figuras 5.17 y 5.18)



**Figura 5.17. Fotografías de dos modelos CCP con estructura de rueda giratoria: Thermax India SolPac P60 (izq.), Mulk Empar (dcha.)**



**Figura 5.18. Estructura tipo rueda de soporte (derecha) y fotografía de un módulo CCP de Airlight Energy. Fuente: Airlight Energy**

Otro tipo de estructura en auge, conceptualmente similar a la que se acaba de describir, son aquellas basadas en marcos, o bastidores, rectangulares frontales simples, formados por dos barras montadas en sentido longitudinal del colector y en los extremos laterales del mismo. El contorno del módulo queda delimitado por otras barras o perfiles, transversales a las anteriores, y a las que se unen mediante bulones o soldaduras. Una lámina o capa sustrato en la cara trasera de los espejos, normalmente fabricada en materiales compuestos plásticos o en metal, mantiene la forma parabólica del canal. Se concluye que este tipo de estructuras son muy proclives para tamaños pequeños y medianos, dada su simplicidad, ligereza y bajo coste, especialmente lo que se conoce como pequeña escala o Micro-CSP, de ancho de apertura entre 1 y 2 m, como por ejemplo los módulos SolarWing Evo de la italiana Trivelli Energía o la estadounidense Sopogy, recientemente desaparecida (figuras 5.19 y 5.20). En contraposición a su simplicidad, estos montajes se caracterizan por sus bajas resistencias estructurales, por lo que no son poco aptos para grandes escalas y localizaciones con vientos fuertes. Cuando se aplican a tamaños medios, entre 2 y 3 m, suele ser necesario reforzar la estructura con barras longitudinales adicionales situadas uniformemente tras la capa sustrato, combinadas con costillas transversales al eje del colector.



**Figura 5.19. Ilustración y fotografías de SolarWing Evo. Fuente: Trivelli Energia**



**Figura 5.20. Módulo CCP Sopogy SopoNova (izquierda), SALTO PTC (derecha). Fuente: Sopogy, google imágenes**

Por otra parte, otra opción reciente, muy similar a las estructuras simples de bastidor rectangular, orientada a tamaños aún menores que en el caso de las anteriores, son las denominadas “cajas de construcciones”. En ellas, los espejos y el tubo absorbente quedan aislados del exterior por una cubierta con la forma del canal parabólico que envuelve los paneles reflectantes por su parte trasera. Dicha cubierta incluye unos salientes en los extremos laterales que sirven para fijar la placa plana transparente de vidrio que sella la caja en su parte frontal. Generalmente los paneles reflectantes que montan no se fabrican con espejos de vidrio grueso o fino, sino con películas extremadamente delgadas de aluminio o plata, aplicados mediante técnicas de deposición física de vapor. La simplicidad y bajo peso de los paneles, unido al pequeño tamaño del módulo, permite prescindir de resistencias estructurales altas, con lo que en la construcción de la caja se recurre a materiales poliméricos, más débiles pero muy ligeros y baratos.

Estos sistemas destacan por su modularidad, su bajo coste de fabricación e instalación, ya que los procesos de fabricación se simplifican y la instalación es rápida y sencilla; su ligereza, al conformarse con materiales plásticos y aluminio, y su facilidad de integración en edificios.

Al sellar la cavidad mediante la placa frontal, buscando reducciones significativas en el coste y teniendo en cuenta que el punto de operación de estos sistemas suele rondar temperaturas claramente inferiores a lo habitual en otros diseños CCP, en torno a de los 220-250°C, en ocasiones se opta por montar tubos no evacuados, prescindiendo de la aplicación de vacío y asumiendo mayores pérdidas térmicas a las paredes del colector. Por esta razón, entre los paneles reflectantes y la cubierta parabólica se suele incluir una capa de aislante térmico, al estilo de las técnicas aplicadas en los concentradores compactos tipo Fresnel.

Además estos sistemas cuentan con una excelente ventaja, al igual que las estructuras basadas en armazones o bastidores rectangulares: la facilidad de adaptación del diseño del módulo para cambiar la configuración del tubo de móvil a estacionario. Hasta ahora, el enfoque en este aspecto era hacer girar el tubo solidariamente con los paneles en torno a un eje longitudinal, paralelo al eje que pasa por el foco de la parábola para evitar el desalineamiento. Con esta nueva técnica se provoca el giro de los paneles alrededor del tubo absorbente, posicionando éste en el foco de la parábola, sin necesidad de reforzar la resistencia del tubo. Esto implica una disminución del coste de las infraestructuras del campo solar, capacidad de simplificación de las conexiones, reduciendo el número de las mismas al incluirlas sólo en un extremo del módulo, y disminución del desgaste por rozamiento en caso de montar latiguillos o mangueras flexibles, o la posibilidad de montar conexiones rígidas, esto es, tuberías metálicas rígidas y fijas. La disminución del número de conexiones tiene su efecto positivo al reducir las longitudes de las tuberías de transporte del fluido térmico, lo que reduce las cantidades de materiales de construcción y el volumen de fluido térmico en circulación en el campo solar.



**Figura 5.21. Estructura tipo caja de construcciones en concentradores CCP Capsol (izq.) e It.collect (dcha.). Fuente: Plataforma Solar de Almería y Dr. Vetter.**

En lo referente a los módulos tipo Fresnel, ya se han ido introduciendo algunas tendencias observadas en el mercado, como los comentados módulos compactos CLFR, si bien es cierto que estos modelos tienen su principal aplicación en la industria de gran escala, y tampoco parece que hayan conseguido, por el momento, una gran integración en este sector.

Por otra parte, tanto los módulos de gran tamaño como los pequeños utilizan estructuras de soporte de las filas de espejos bastante similares unos de otros, contando con un alto nivel de estandarización en aquellos modelos de gran escala. Se define como un bastidor rectangular o una estructura tipo plantilla conformada por traviesas longitudinales y transversales al eje del colector. Dicha estructura se asienta sobre las fundaciones o enclavamientos realizados sobre el terreno anteriormente allanado. La diversidad de soluciones adoptadas se encuentra en el diseño de las torres lineales de soporte del tubo absorbente, la estructura de las facetas y los sistemas de accionamiento de los mismos. Las estructuras de las filas de facetas suelen tipo *tubo de torsión, espacial o en celosía, rueda de soporte giratoria* circunscrita a la faceta, *placa sustrato* o una estructura *tipo caja*, plana o curvada, hecha de perfiles extruidos muy finos de aluminio o inclusive de materiales plásticos, para aportar ligereza al conjunto, a la que se adhiere en su parte superior el espejo. El ensamblaje de dichos perfiles, es decir, el sellado de la caja, se suele realizar mediante remachado o atornillado. Otra tendencia con bastante



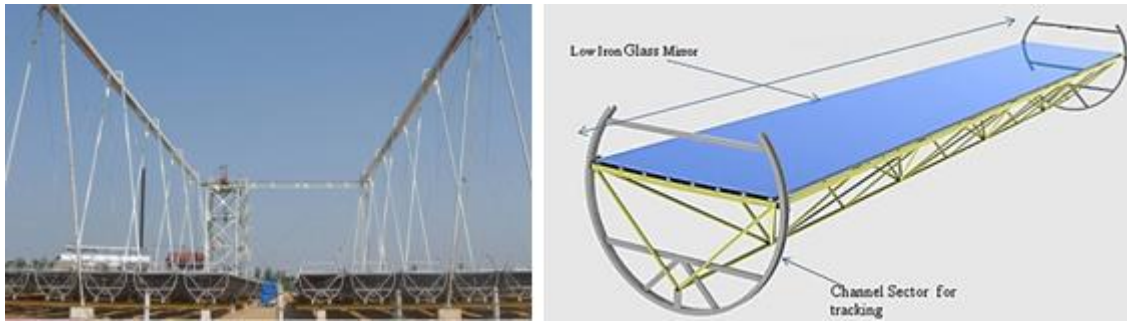
aceptación es construir la caja a partir de perfiles extruidos huecos y corrugados de metales ligeros como el aluminio. La ventaja de este proceso son que reduce significativamente las uniones y que la estructura resultante es muy ligera. De hecho, es una técnica que también se emplea mucho en otros tipos de facetas, como en las estructuras de rueda de soporte y las espaciales. En cuanto a la sujeción del espejo sobre la caja o capa sustrato sobre la que asiente, lo más habitual es aplicar adhesivo por puntos, pero también se opta en ocasiones por fijar el espejo a la estructura mediante sistemas de topes y pestañas distribuidos por distintos puntos del contorno de la faceta y en algún caso por remachado, si la superficie reflectante se compone de una película fina metálica. Los espejos de vidrio pegados se calientan previamente a la aplicación del adhesivo. Después se enfrían rápidamente, templándolos para endurecerlos y dejando secar el adhesivo, manteniendo una cierta presión. El montaje de las estructuras tubo de torsión, celosía y rueda se realiza mediante soldadura de cordón en ángulo. Las facetas de tubo de torsión y las espaciales son las más rígidas mientras que, en el extremo opuesto se sitúan las estructuras tipo caja. Precisamente éstas y las de panel sustrato pasan por ser las más baratas, y de fabricación e instalación más rápida y sencilla. En base a la estructura de la faceta, los actuadores, accionados mecánicamente, suelen ser mecanismos tipo biela-manivela, engranajes y cadenas o cojinetes de transmisión, o bien sistemas polea/cable.



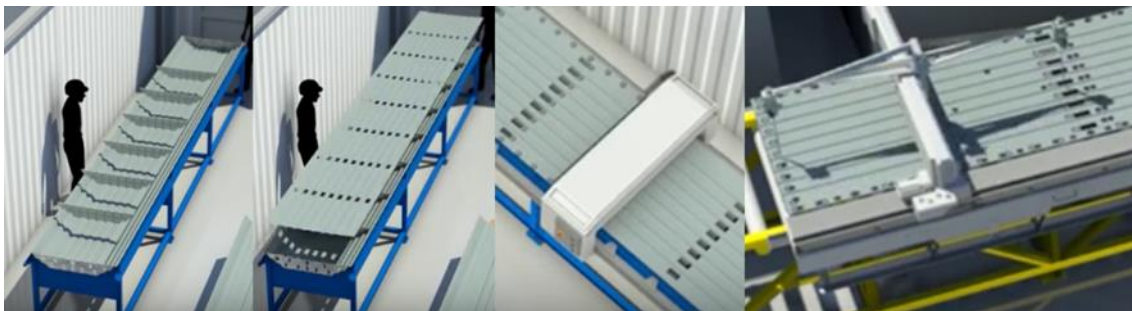
**Figura 5.22.** Ilustración estructura de soporte espacial de una fila de facetas. Fuente: google imágenes



**Figura 5.23.** Faceta con estructura de soporte tipo tubo de torsión. Fuente: google imágenes e Hitachi Zosen



**Figura 5.24. Faceta con estructura de soporte combinada en celosía triangular y rueda giratoria circunscrita. Fuente: KGDS**



**Figura 5.25. Proceso de fabricación de una estructura soporte de faceta tipo caja. De izquierda a derecha: Montaje de la caja, colocación de la cara superior de la caja, sellado de la caja, aplicación de adhesivo sobre el que se coloca el espejo. Fuente: CNIM**

Las torres lineales son estructuras bastante simples que se clasifican en los siguientes tipos fundamentalmente, según el contorno de su sección:

- Postes verticales, sólo en los extremos del concentrador, o uniformemente distribuidos a lo largo de los módulos.
- Tipo A triangular, o trapezoidal
- Rectangular
- Arco lateral
- Cubierta acristalada

Estas estructuras suelen ser uniformemente distribuidas, excepto algunas versiones de colectores Fresnel de postes verticales, como el que se muestra en la figura, correspondiente a la compañía francesa Alsolen Alcen. Este modelo sirve también para ilustrar otra particularidad. En él el cofre se encuentra suspendido de un sistema de cables, y no soportado o sujeto por perfiles rectangulares que hacen de guía para alojar la cavidad receptora, o en su lugar una o dos barras longitudinales que soporten el peso del cofre y eviten que flexe.

Las estructuras más rígidas y resistentes, pero también las más pesadas, son las rectangulares. Además, estas estructuras tienen como inconveniente el hecho de que el sombreado producto de la proyección de la silueta de la torre sobre los espejos es superior al caso de otros tipos de torre, con la pérdida de superficie de apertura pertinente. Debido a estas características, se

concluye que es una estructura muy apta para concentradores de gran escala. Las estructuras tipo A tienen forma triangular o trapezoidal abierta hacia la base del colector. El cofre se aloja en la zona interior más elevada de la sección trapezoidal, y se fija a las barras laterales de ésta, o bien queda sujeta por barras longitudinales por encima o por debajo del cofre, conectada mediante bulones a la parte superior del trapecio. Los postes verticales incluyen aberturas en su parte superior tipo anillo o de barras transversales horizontales, para alojar el receptor lineal.



**Figura 5.26. Torre de soporte de poste vertical uniformemente distribuido. Fuente: Alsolen Alcen y Lanzhou Dacheng**

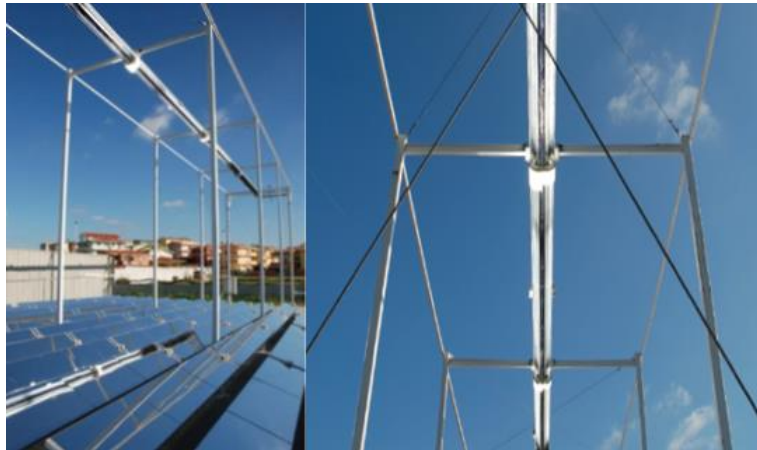


**Figura 5.27. Concentradores Fresnel puntuales con estructura tipo A (izq.) y de poste vertical (dcha.). Fuente: google imágenes y Menova Power Spar.**





**Figura 5.28. Estructura tipo A, colector Ferasolar (izquierda), colector Hitachi Zosen (derecha). Fuente: google imágenes**



**Figura 5.29. Torre rectangular con tirantes cruzados. Fuente: Elianto**

Otros enfoques vistos en la industria, en grandes edificios multivivienda, edificios públicos y sector servicios, destinados a modelos de pequeño tamaño, son las torres de arco lateral, y los concentradores Fresnel de cubierta acristalada. La principal baza de estos modelos es su bajo coste, y pueden adaptarse fácilmente a receptores híbridos, con células fotovoltaicas en su superficie frontal y conductos rígidos o flexibles, de sección circular o rectangular, por su parte trasera para refrigerar las células.



**Figura 5.30. Concentrador Fresnel con facetas segmentadas y torre tipo arco. Fuente: Heliodynamics**





**Figura 5.31. Concentrador Fresnel de estructura de cubierta acristalada. Fuente: Chromasun**

Respecto a otros tipos de arquitecturas de concentración, partiendo de la pequeña muestra disponible actualmente a nivel comercial, se observa lo siguiente. Por un lado, tan solo se ha constatado una propuesta de captador FMSC viable actualmente operando en el mercado europeo, que es el captador TSC CCStar. Esta opción de captador ofrece entre sus fortalezas una buena adaptación para su instalación en espacios reducidos y distribuciones de todo tipo, techos, azoteas y tejados, con unidades modulares que adaptan fácilmente su geometría. Sin embargo, sufre elevados efectos de borde, y pérdidas con elevados ángulos de incidencia transversales. Permite montar varias unidades de receptor paralelas, lo cual disminuye el número de bandas de espejo por receptor, y con ello el factor de concentración, pero también induce a tratar de reducir costes montando receptores atmosféricos. El nivel de desarrollo tecnológico actual le hace propicio para operar a temperaturas algo menores que otros captadores similares, como los Fresnel. Entre 100-200 °C es más eficiente que las tecnologías de muy baja concentración, como los CPC, pero sus opciones comerciales son lastradas por el alto coste de su estructura.

Por otro lado, las estructuras que montan los captadores de lentes Fresnel destacan por su simpleza, pero son algo menos eficientes que otros sistemas. Los procesos de fabricación de sus estructuras son sencillos, lo que da pie a que puedan ser producidos localmente y para aplicaciones en ambientes rurales. De hecho, se han encontrado bastantes ejemplos de instalaciones de este tipo en generación distribuida de agua caliente y vapor en países poco desarrollados. La estructura de las lentes Fresnel lineales resulta muy propicia para generación fotovoltaica de concentración (CPV), o híbrida, cogenerando energía solar térmica.

Los materiales que componen las estructuras de los módulos de gran tamaño suelen ser aceros (acero Cor-Ten recubierto de Zinc, acero inoxidable), por su resistencia mecánica, con tratamientos superficiales como galvanizados o recubrimientos con pinturas ricas en Zinc. En algún caso se ha comprobado el uso de hormigón en CCP grandes, pero no es habitual. Sin

embargo, ya en módulos de tamaño medio-grande se incluye cada vez más otros desarrollos, como estructuras con contornos de soporte de estructuras multicapa, con estructuras compuestas de capas interiores de nido de abeja de aluminio, y exteriores de materiales compuestos. En tamaños medios se opta también por contornos plásticos reforzados con polamidas o fibras de vidrio. El objetivo es reducir costes a través de la cantidad de material de construcción empleado y reducción de peso. Menos peso también genera menos par de torsión, y con ellos potencias necesarias menores en los motores de accionamiento.

Los captadores de menor tamaño se encuentran menos exigidos ante inercias y deformaciones inducidas por el viento, por lo que aumenta la proporción de materiales ligeros en la composición de la estructura.

Las mediciones de los pesos de los módulos estudiados se han ido anotando en la tabla 5.5, para poder compararlos. Los CCP grandes construidos en acero suelen estar en torno a  $30\text{kg/m}^2$ , o incluso un peso algo superior. Mientras tanto, los modelos pequeños y medianos se sitúan entre  $25\text{-}30\text{kg/m}^2$ , y los más ligeros, fabricados en materiales compuestos, pesan aproximadamente  $10\text{-}15\text{ kg/m}^2$ . Los modelos Fresnel son algo más ligeros que los CCP, entre  $25\text{-}30\text{ kg/m}^2$ , aunque con centros de gravedad mucho más bajos, y sin tener que girar canales parabólicos pesados. Respecto a los modelos de otras tecnologías, no se disponen de suficientes datos al respecto para acotar su peso con exactitud. Además, como era de esperar, los modelos con seguimiento en dos ejes presentan estructuras más pesadas que sus homólogos de un eje de seguimiento.

Sobre el montaje, se deduce que la estrategia, cada vez más extendida, de trasladar los componentes por separado para retrasar el montaje del módulo sobre el mismo campo solar, se debe a un beneficio esperado en la reducción de costes en el transporte por reducción de volúmenes totales al transportar componentes separados. Los modelos CCP más pequeños, de  $D = 0,5\text{-} 1\text{ m}$ , en cambio, suelen ser prefabricados.

Tabla 5.5. Estructura concentradores solares de media temperatura

Fabricante, modelo	Diseño de la estructura del módulo	Composición de la estructura	Tratamiento superficial	Peso módulo (kg/m <sup>2</sup> )	Montaje
Aalborg CSP, N.D.	Caja de torsión	Metal	N.D.	N.D.	N.D.
Abengoa; PT-1, RMT	Estructura simple tipo marco y costillar. Bastidor formado por una estructura entramada de perfiles metálicos paralelos y perpendiculares al eje del colector, en los extremos exteriores de los espejos. Refuerzo con barras diagonales, formando estructuras reticuladas triangulares por delante del espejo CCP. Por detrás de los paneles, perfiles a modo de costillas sujetan los espejos.	Acero y aluminio	N.D.	7,45 (PT-1); 7,7 (RMT)	N.D.
Abengoa, PT-2	N.D.	Metal	N.D.	≈17	N.D.
Absolicon; T10, MT10 y X10 PVT	Diseño tipo caja de construcciones reforzado por tubo de torsión y costillas. Postes triangulares oblicuos distribuidos uniformemente a lo largo de la fila. Los postes se atornillan directamente al suelo (tejados y terrenos inclinados), o se fijan a un bastidor compuesto de vigas perpendiculares 2 a 2, con fijaciones atornilladas al suelo (azoteas).	Acero galvanizado lacado	Galvanizado, lacado	28,9 (T10, MT10); 29,545 - 30,376 (X10 PVT)	Pre-montaje de la cuba CCP. Montaje in-situ de postes y bastidor, sobre bases de hormigón y/o tornillos anclados y atornillados.
AIRA termosolar, N.D.	Bastidor de soporte del campo de reflectores primarios formado por vigas horizontales transversales al eje del concentrador solar. Estructura de las facetas: tubo de torsión. Cofre soportado por torre de poste vertical centrado uniformemente distribuido, y tirantes transversales externos oblicuos.	Metal	N.D.	N.D.	N.D.
Airlight Energy, N.D.	Estructura tipo rueda de soporte dentada, y bastidor rectangular tipo marco sujetando los espejos, con vigas transversales curvadas a modo de costillas y vigas longitudinales de perfil triangular. Los apoyos conforman a su vez el engranaje sobre el que la rueda de soporte gira.	Hormigón armado	N.D.	594	Fabricación y montaje in-situ.
Albisa Solar, AT 150	Estructura de tubo de torsión con juntas de acoplamiento y brazos transversales o "cantilevers" estampados.	Acero	Estructura central y tubo de torsión: galvanización en frío. Cantilevers: galvanización en caliente	N.D.	N.D.
Alcoa, N.D.	Tubo de torsión alojado en el interior de una estructura monolítica o monocasco tipo "wing box". Reducción de costes en estructura monocasco por reducción de número de piezas de montaje y uniones (juntas,...), y cantidad y tipo de material empleado.	Aluminio	N.D.	N.D.	Instalación "drop-in-place", rápida y sencilla. Bajo coste en tiempo instalación, aunque necesita de maquinaria pesada, como grúas.
Alpha-E, AT 350	Estructura en celosía con cerchas en V ( <i>space frame</i> )	Acero	N.D.	N.D. (estructura) + 5 (espejo)	Montaje e instalación in situ
Alpha-E, AT 800	Estructura en celosía con cerchas en V ( <i>space frame</i> )	Acero	N.D.	31,25 (estructura) + 5 (espejo)	Montaje e instalación in-situ. Tiempo de instalación: 2,5 días (2 trabajadores, montacargas). Sin grúas o maquinaria especial. Transporte por carretera en camión, en unidades modulares.
Alsolen Alcen, N.D.	Estructura módulo: bastidor tipo malla, entramado de vigas longitudinales y transversales al eje del colector. Facetas: chapa metálica y perfiles transversales tras los espejos. Unión con la estructura principal mediante eje y cojinete de fricción. Torres de postes oblicuos en los extremos del módulo y tirantes. Cofre suspendido de cable principal y tirantes verticales.	N.D.	N.D.	N.D.	In situ
Archimede Solar Energy	Tubo de torsión	N.D.	N.D.	N.D.	In situ
Areva Solar, N.D.	Bastidor tubular tipo marco o malla ( <i>space frame</i> ) bajo los reflectores primarios. Sujeción del cofre: torre de poste vertical centrado uniformemente distribuido, o bien torre tipo A. Estructura facetas: celosía tridimensional ( <i>V-truss</i> ), con ruedas giratorias de gran tamaño circunscritas en las facetas, o alternativamente tubo de torsión. La rueda, en este caso, no tiene función estructural.	Metal	N.D.	N.D.	N.D.
Arontis Solar Solutions, Solar8	Tubo de torsión y estructura monocasco "wing box" cerrada. Postes triangulares oblicuos uniformemente distribuidos, atornillados al terreno.	Hormigón	No	N.D.	N.D.

<b>BBEnergy, N.D.</b>	Estructura de soporte mallado espacial ( <i>space frame</i> ) con celosía Howe con perfiles en U o en H. Cofre apoyado sobre torres tipo A o tipo rectangular. Estructura de facetas compuesta por perfiles transversales repartidos uniformemente a lo largo de la longitud de las facetas, por detrás de los espejos y celosía tridimensional ( <i>V-truss</i> ). Algunas variantes del diseño incluyen ruedas giratorias circunscritas en la facetas para desplazarlas angularmente.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>BROAD Air Conditioning, N.D.</b>	Caja de torsión	Acero	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Button Energy y AEE INTEC, PARASOL</b>	Diseño tipo caja de construcciones ( <i>tool box</i> ).	Acero inoxidable	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Chromasun, MCT</b>	Estructura de soporte e inclinación fija del conjunto colector. Bastidor tipo marco aloja los espejos reflectores primarios. Cubierta tipo caja acristalada del conjunto del colector sellada herméticamente.	Aluminio, vidrio bajo en hierro	Soldadura de las juntas de la cubierta de cristal y aluminio.	24 - 28,51	Montaje in-situ. Mantenimiento reducido. Limpieza manual del exterior de la cubierta de cristal.
<b>Ciemat, FASOL</b>	Tubo de torsión y costillas (brazos)	Metal	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Ciemat, CAPSOL</b>	Diseño tipo "caja de construcciones", formado por el propio concentrador CCP y un marco de forma rectangular bordeando los límites del espejo. Éste sirve de apoyo a la placa plana de vidrio.	MC <sup>(4)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.
<b>CNIM, N.D.</b>	Bastidor formado por brazos transversales al eje del concentrador solar distribuidos a distancias uniformes iguales a la longitud de las filas de facetas del módulo. Torres de poste vertical centrado uniformemente distribuido para sujetar el receptor lineal.	Metal	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, T14</b>	Tubo de torsión y brazos transversales de soporte de perfiles de acero.	Acero galvanizado G90	Galvanización	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, SunBase 1.0</b>	Estructura articulada tipo mecanismo biela-manivela, donde el giro y la posición se consiguen con la compresión de un muelle asociado a la biela. Los espejos se colocan sobre paneles tipo sándwich conformados con perfiles de acero.	Acero galvanizado G90	Galvanización	55,3	N.D.
<b>Cogenra, SunDeck1.0</b>	Estructura articulada tipo mecanismo biela-manivela, donde el giro y la posición se consiguen con la compresión de un muelle asociado a la biela. Los espejos se colocan sobre paneles tipo sándwich conformados con perfiles de acero.	Acero galvanizado G90	Galvanización	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, SunDeck PVT 2.0</b>	Estructura articulada tipo mecanismo biela-manivela, donde el giro y la posición se consiguen con la compresión de un muelle asociado a la biela. Los espejos se colocan sobre paneles tipo sándwich conformados con perfiles de acero.	Acero galvanizado G90	Galvanización	45,6 (estructura) + 3,4 (espejo)	N.D.
<b>Consortio europeo, Eurotrough ET 150 (Skal-ET 150)</b>	Caja de torsión de cerchas rectangulares con perfiles soldados, en L y rectangulares huecos. Brazos de soporte (cantiléver) triangulares de barras tubulares.	Acero galvanizado	Galvanización	26,38 - 29,737	N.D.
<b>Crale Energy Saving; SDFC15, SDFC18, SDFC4, SIFC8</b>	N.D.	Metal	N.D.	7,33	Transporte en unidades modulares de volumen 1600x1060x600 mm
<b>Crale Energy Saving, SDFC18</b>	N.D.	Metal	N.D.	7,78	Transporte en unidades modulares de volumen 1900x1060x600 mm
<b>Crale Energy Saving, SDFC4</b>	N.D.	Metal	N.D.	27	Transporte en unidades modulares de volumen 2100x2600x400 mm
<b>Crale Energy Saving, SIFC8</b>	N.D.	Metal	N.D.	65,79	N.D.
<b>CSIRO, ANU; N.D.</b>	Caja de torsión inscrita en aros semicirculares que ruedan sobre rodillos	Metal	N.D.	11,5	N.D.
<b>DLR, Fix Focus Trough</b>	Bastidor rectangular de soporte del conjunto colector. Torres triangulares tipo A tubulares. Estructura individual de faceta: tubo de torsión.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Dr. Vetter, Itcollect</b>	Diseño tipo "caja de construcciones". Incluye barandilla contra avalanchas de nieve en techo	Poliamida reforzada con fibra de vidrio. Otros plásticos: PVC <sup>(1)</sup> y POM <sup>(2)</sup> .	N.D.	14,5 - 17,6	Instalación simple, rápida y flexible, debido al diseño modular tipo caja de construcciones. Montaje de concentrador fijo o con sistema de rastreo.
<b>Elianto, N.D.</b>	Bastidor rectangular de soporte del módulo con inclusión de perfiles transversales al eje focal. Torres de soporte de tipo A o rectangular.	Metal	N.D.	N.D.	N.D.

<b>ENEA, N.D.</b>	Tubo de torsión y brazos transversales o costillas ( <i>wing rib</i> ). Red de barras finas longitudinales tras el panel de soporte	Acero Cor-ten y acero recubierto de zinc (acero galvanizado)	Galvanización	N.D.	N.D.
<b>Entech Solar, SolarVolt</b>	Bastidor de pilar central y barras de soporte de la caja principal. La caja se sella por una ventana de vidrio templado en el frontal, y una cubierta de aluminio en los laterales y la trasera. Dentro aloja canales paralelos, cada uno con lentes refractantes de canal circular y bandas de silicio.	Aluminio	N.D.	35-45; 25 <sup>(6)</sup>	N.D.
<b>Erfis, Erfitrough</b>	Estructura tubo de torsión y costillas. Estructura tubular triangular de soporte del elemento receptor (HCE).	Acero	Galvanización del acero	N.D.	Montaje completo in-situ, sin prefabricación de módulos. Transporte de espejos antes de curvarlos (minimización del volumen)
<b>Feranova, FRT-1C10 y FRT-1C20</b>	Estructura del módulo tipo marco. Estructura de faceta: tubo de torsión. Torres de soporte triangulares tipo A de perfiles metálicos.	Aluminio	N.D.	N.D.	Instalación in situ
<b>Ferasolar, FERA TH 100</b>	Bastidor del concentrador solar tipo marco o plantilla. Torres de postes verticales y tirantes.	N.D.	N.D.	27-30	N.D.
<b>Focal Point Energy, FPE40</b>	Diseño tipo caja de construcciones	Materiales poliméricos	N.D.	12,22	Prefabricado de los módulos y montaje in situ
<b>Focused Sun; Fourfold y Microgrid</b>	Módulo: bastidor tipo marco rectangular inclinado. Faceta: monocasco de perfiles metálicos ensamblados. Unión con la estructura principal mediante atornillado a un cojinete de fricción. Torres verticales en los extremos. Cofre y torres construidos con perfiles pegados y atornillados.	Metal	N.D.	N.D.	Cofre y facetas prefabricadas y ensambladas en fábrica. Bastidor y componentes montados in situ (1 día, 2 personas, sin maquinaria pesada).
<b>Fresnex, N.D.</b>	Módulo: entramado de vigas longitudinales principales y transversales de apoyo, fijado al suelo por cimientos de hormigón. Facetas: N.D. Cofre apoya sobre torres verticales uniformemente distribuidas. Tirantes oblicuos transversales.	Metal	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Fundación Bruno Kessler, Digespo</b>	Concentradores CCP montados sobre una estructura reticulada de inclinación regulable (20,35°). Espejos sujetos a fijaciones dispuestas transversalmente al eje del colector, o costillas, las cuales disponen de orificios circulares para alojar barras-guía longitudinales aportando rigidez al espejo, disminuyendo las deformaciones.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>GlassPoint Solar, N.D.</b>	Módulos cubiertos del viento por una estructura acristalada tipo invernadero. Esto permite simplificar y aligerar la estructura del módulo. Ésta consta de los marcos de espejos, que giran alrededor del tubo receptor fijo, suspendida de barras metálicas o varillas de suspensión, de la cubierta acristalada. La estructura permite la expansión libre del tubo absorbente y los espejos.	Metal	N.D.	4,2 (espejos y estructura); 12 (cubierta acristalada)	Instalación y montaje en el sitio. No precisa de grúas. Poca mano de obra necesaria, 2 operarios.
<b>Glax Tech, ThermeX</b>	Bastidor de soporte del campo de facetas formado por vigas horizontales transversales al eje del concentrador solar. Torres de postes verticales centrados, y tirantes transversales oblicuos.	Metal	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Global CSP; MK II, MK III MK5</b>	Estructura de soporte común de uno o varios módulos, tipo plantilla (o celosía) formada por perfiles metálicos y una caja cerrada de soporte del espejo CCP (tipo caja de construcciones). Fijaciones atornilladas a estructuras de hormigón o aleaciones metálicas colocadas en el suelo. No fundaciones excavadas en el suelo.	Aluminio y acero inoxidable	Galvanizado del acero	N.D.	Montaje in situ
<b>Gossamer, 3M; LAT 73</b>	Estructura en celosía triangulada con montantes verticales y diagonales (space frame)	Aluminio	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Greenera Energy, SG1000</b>	Tipo marco con refuerzos por delante del espejo mediante perfiles o barras perpendiculares al eje del módulo. Enclavamiento de la estructura sobre peana de cemento, no sobre el suelo.	N.D.	N.D.	N.D.	Montaje in-situ. Uniones soldadas.
<b>Helioclim, N.D.</b>	Estructura en celosía tridimensional con cerchas en V (space frame)	N.D.	N.D.	13,3	N.D.
<b>Heliodynamics; HD7.c, HD 10</b>	Bastidor tipo plantilla, en celosía, sobre el que asientan las facetas fragmentadas. Torre tipo arco.	Aluminio y materiales poliméricos.	N.D.	32,45 (HD7.c), 15,83 (HD 10)	N.D.
<b>Heliodynamics, HD 16</b>	Bastidor tipo plantilla y torre tipo pórtico de postes verticales.	N.D.	N.D.	12,04 (HD16-21), 20,83 (HD16-11)	N.D.



<b>Himin Solar, Solar Cooker</b>	Poste vertical de soporte del espejo y costillas	Aluminio o acero	Galvanizado	33,56	In situ
<b>Himin Solar, N.D. (CCP)</b>	Estructura en celosía tridimensional (space frame, V-truss). Postes tipo drive pylon mecánicos (polea/cable)	Metal	N.D.	N.D.	In situ
<b>Himin Solar, N.D. (Fresnel)</b>	Estructura módulo: entramado de vigas longitudinales y transversales al eje del concentrador solar. Facetas: N.D. Torres de soporte de tipo rectangular (pórtico)	Metal	N.D.	N.D.	In situ
<b>Hitachi Zosen Corporation, HSLPF</b>	Estructura del módulo: bastidor tipo marco. Estructura de faceta: tubo de torsión. Torre tipo A o trapezoidal isósceles de perfiles rectangulares.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Huayuan New Energy; HY-Trough-3, HY-Trough-6</b>	Estructura tipo caja de torsión y cantiléver	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>IAUS, N.D.</b>	Torre central, y estructura tubular en celosía, de contorno cuadrangular. A éste se unen marcos tubulares de sección circular y tirantes, para sostener las lentes refractantes.	Metal	N.D.	N.D.	In situ, necesaria maquinaria pesada (grúas,..)
<b>IDie, N.D.</b>	Plataforma de soporte rectangular, y barras en forma de arcos para posicionar las lentes.	Metal	N.D.	N.D.	Pre-montaje.
<b>IMK, CSP- Trough</b>	Tubo de torsión	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Industrial Solar Technology, IST PT1</b>	Estructura tipo celosía ligera de montantes (barras y perfiles de Al) transversales y diagonales, por delante del espejo. Estructura triangular de soporte de HCE y la rueda giratoria.	Aluminio	N.D.	24	N.D.
<b>Industrial Solar thermal solutions, F-11</b>	Estructura tipo marco abarca el conjunto de filas de facetas. Torres tipo A. Faceta: tubo de torsión sobre cojinetes. Admite cimentaciones sobre terreno y fijaciones atornilladas en azotea.	Acero, polímeros (cojinetes)	Galvanizado en caliente recubierto por pintura en polvo poliéster	27 - 28	No es necesaria maquinaria pesada para la instalación.
<b>INERSUR</b>	Bastidor de soporte del módulo tipo marco rectangular de barras. Estructura de faceta: chapa metálica fijada a las estructura por sus extremos mediante unión atornillada a una placa fija a un cojinete de fricción. Torres de soporte tipo A. Dos tubos paralelos longitudinales al eje focal hacen de guía y sujetan el cofre. Todas las uniones son atornilladas.	Acero galvanizado en caliente	Galvanización en caliente	< 30 <sup>(3)</sup>	Montaje in situ: 6 h/módulo (4 operarios). No es necesaria una cualificación especial, debido a la ausencia de soldaduras.
<b>Instituto de Investigaciones Eléctricas, N.D.</b>	Estructura tubular en celosía simple. Montantes transversales y estructuras triangulares por delante del espejo soportan HCE. Uniones atornilladas al suelo.	Acero, teflón (soportes HCE)	N.D.	16,175	N.D.
<b>Inventive Power, Power Trough 110</b>	Estructura tipo marco tubular: perfiles en forma de arco transversales al eje del colector alojan tubos longitudinales en los extremos de la parábola y otro centrado. Postes y anclajes verticales.	N.D.	N.D.	16,7	N.D.
<b>KGDS Renewable Energy Private Limited</b>	Bastidor de soporte en celosía tridimensional ( <i>space frame</i> ). Torres tipo A y tirantes.	Metal	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Koluacik Research &amp; Development, SPT</b>	Estructura tubular en celosía simple (space frame) asentado sobre un bastidor tubular y una peana. La peana permite girar en torno al eje vertical.	Acero	N.D.	27,1 - 47,2 (estructura) + 18 - 28,33 (espejo)	N.D.
<b>Koluacik Research &amp; Development, FPT</b>	Bastidor principal rectangular, con estructuras secundarias en celosía, aloja canales de espejos a dispuestos a diferentes distancias respecto del foco. El bastidor descansa sobre una base circular que gira en torno al eje vertical.	Acero	N.D.	6,28 - 12,5 (estructura) + 21,6 - 24,92 (espejo)	N.D.
<b>Lanzhou Dacheng, N.D. (CCP)</b>	Tubo de torsión y cantilévers	Metal	N.D.	N.D.	In situ
<b>Lanzhou Dacheng, N.D. (Fresnel)</b>	Soporte del conjunto: bastidor rectangular tipo marco. Faceta: estructura monocasco de sección trapezoidal, unida al bastidor mediante cojinete de fricción. Torres verticales distribuidas, con extremo superior en forma de anillo para alojar el cofre. Tirantes oblicuos dispuestos transversalmente al eje colector.	Metal	N.D.	N.D.	In situ
<b>LiteTrough, Gen6</b>	N.D.	N.D.	N.D.	15,65	N.D.
<b>Lotus Solar Technologies, N.D. (CCP)</b>	Estructura tipo marco tubular. Postes y anclajes verticales	Metal	N.D.	N.D.	In situ
<b>Lotus Solar Technologies, N.D. (Fresnel)</b>	Plataforma tipo caja aloja el total de las bandas de espejos primarios. Las facetas son simples láminas unidas a la caja por cojinete de fricción. Estructura pórtico de perfiles huecos de sección cuadrangular (torres + cavidad receptora)	Metal	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Menova Engineering; PS 1, PS 2X1, PS 1X2</b>	1ª generación: estructura aislada (cubierta de vidrio cóncava frontal, y cubierta CCP metálica tras los espejos). Los apoyos, postes triangulares verticales sobre guías horizontales. 2ª generación: tubo de torsión descentrado. Soporte de HCE: barra arqueada. Poste vertical.	Metal	N.D.	N.D.	N.D.

<b>Menova Engineering; PS-35, PS-140</b>	Plataforma circular de apoyo (giro acimutal). Sobre ella, matriz rectangular donde apoyan el conjunto de filas de reflectores primarios. Estructura de faceta: tubo de torsión o perfiles rectangulares de torsión. Soporte del receptor focal: poste vertical centralizado.	Metal	N.D.	40,223 (PS-35); 33,022 (PS-140)	N.D.
<b>Millennium Energy, Milenio</b>	Estructura de soporte de las filas de facetas tipo marco. Torres tipo A.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Millionsun Energy, CSPT-L</b>	Estructura caja de construcciones	Aleación de hierro y aluminio	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Millionsun Energy, CSPT-H</b>	Tubo de torsión y costillas	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Mithras, Lumen 2.3</b>	Tubo de torsión y costillas. Soporte del concentrador solar por sistema de pilón central ( <i>drive pylon</i> ).	Acero	N.D.	12,34	N.D.
<b>Mithras, Lumen 8.4</b>	Tubo de torsión, costillas y vigas longitudinales traseras, y sistema de pilón central ( <i>drive pylon</i> ). Soporte de HCE: estructuras triangulares de barras oblicuas y verticales.	Acero	N.D.	37,5	N.D.
<b>Mulk Enpar, N.D. (CCP)</b>	Estructura tipo rueda de soporte ( <i>supporting wheel</i> ) giratoria de gran tamaño, circunscrita en los espejos CCP. Marcos de perfiles de metal en los extremos de los espejos conectan con las ruedas de soporte. Tubos longitudinales de refuerzo por la cara trasera de los espejos CCP.	Metal	N.D.	3 (espejos)	Pre-montaje del colector en fábrica y transporte hasta la instalación.
<b>Mulk Enpar, N.D. (Fresnel)</b>	Bastidor de soporte del conjunto colector: celosía. Soporte HCE: torre vertical	Metal	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Nep Solar; PolyTrough 1200, PolyTrough 1800</b>	Estructura tubo de torsión	Acero galvanizado en caliente	Galvanizado en caliente	25,3 - 32 (PT 1200); 17,9 - 30 (PT 1800)	Transporte de componentes. Montaje en el sitio. Personal: 2 operarios/módulo.
<b>Novatec Solar DMS, Supernova, Nova-1</b>	Estructura tipo marco de soporte del conjunto colector, y cimentaciones tipo uña ( <i>nail foundations</i> )	Acero	N.D.	N.D.	N.D.
<b>PerSolar, TLC-1000</b>	Diseño tipo caja de construcciones	Polímero	N.D.	10	Pre-montaje de los módulos en fábrica.
<b>PerSolar, TLC-24K</b>	Diseño tipo caja de construcciones	Aluminio	N.D.	11,725	Pre-montaje de los módulos en fábrica.
<b>Protarget, N.D.</b>	Caja de torsión y cantiléver.	Acero S235 y S355	Galvanización en caliente	37,57	Fabricación componentes: 3 meses. Pre-montaje de la caja de torsión, y transporte en camión o marítimo. Ensamblaje final in situ
<b>Pyron Solar, Power Reef</b>	Plataforma circular de apoyo (giro acimutal). Sobre ella, matriz de apoyo de los vectores de lentes Fresnel. Vectores de lentes: caja de construcciones.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Rackam; S10, S20</b>	Estructura pivotante de rueda giratoria ( <i>supporting wheel</i> ) unida pilones finales ( <i>end pylons</i> ) mediante mordazas atornilladas. Perfiles-guía transversales al espejo, mantienen su forma.	Metal	N.D.	19,3 - 45,63 (S10); 10,39 (S20)	N.D.
<b>Ronda High Tech, RHT 2500 Trough</b>	Tubo de torsión y cantiléver/costillas. Uniones mediante tornillos, pernos y bulones. No hay soldaduras.	MC <sup>(4)</sup>	N.D.	N.D. (estructura) + 8,285 (espejo)	N.D.
<b>Royal Tech CSP, Royal Trough</b>	Estructura caja de torsión. Conexiones: mangueras rígidas y juntas ( <i>ball joints</i> )	N.D.	N.D.	19,1	N.D.
<b>SBP, Ultimate Trough</b>	Caja de torsión, con entramado de montantes verticales y diagonales, y cantilévers.	Acero	N.D.	N.D.	Piezas prefabricadas. Montaje in situ.
<b>SENER, Senertrough</b>	Tubo de torsión, soportado y accionado por cojinetes, y cantilévers estampados. Los soportes del receptor lineal también se conforman por la técnica de estampado. Conexiones con el campo de tuberías por mangueras rígidas y juntas ( <i>ball joints</i> ).	Acero al carbono	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SIJ, DLR, Solitem y Alanod; PTC 1000</b>	Tubo de torsión. El módulo va montado sobre un bastidor, una estructura reticulada de base cuadrangular de perfiles de acero, diseñado para poder ajustar la inclinación del espejo.	Acero inoxidable	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SkyFuel; SkyTrough y SkyTroughDSP</b>	Estructura en celosía tridimensional de perfiles extruidos diagonales y montantes, formada por celosías planas tipo Warren y Pratt o Howe, y costillas uniformemente distribuidas.	Aluminio	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SLT Energy, SOL Yatna CSP</b>	Tubo de torsión y costillas	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Smirro, N.D.</b>	Estructura tipo marco y tubo de torsión, seccionado en poste accionador, similar al sistema de pilón central ( <i>drive pylon</i> ) simplificado.	Aluminio, plástico	N.D.	14,6	Montaje del colector en fábrica, tubo absorbente y el sistema de seguimiento in situ.



<b>Solar Euromed, LFR 500</b>	Soporte del conjunto colector: estructura tipo marco o malla, con vigas extruidas de acero transversales al eje focal del concentrador. Soporte de HCE: torres verticales con tirantes a cada lado.	Acero galvanizado	Galvanización	N.D.	N.D.
<b>Solar Power Group, Fresdemo</b>	Conjunto colector: armazón de vigas horizontales longitudinales (perfil H) y transversales (perfil H) al eje del colector. Torre de tipo rectangular (vigas verticales de perfil H y la horizontal de perfil U). Tirantes transversales oblicuos internos, y longitudinales. Cofre suspendido de barras longitudinales. Faceta: tubo de torsión. Cimentaciones de hormigón armado. (fabricante: MAN)	Acero	N.D.	N.D.	Montaje in-situ
<b>Solarfire, N.D.</b>	Plataforma tipo marco rectangular. Las filas de pequeñas facetas descansan sobre ejes que transmiten el giro.	Metal	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Solargenix, Power Roof</b>	Estructura de soporte del colector tipo celosía (perfiles de acero). Tubo de torsión y brazos tipo arco constituyen la estructura del sistema de accionamiento y rastreo. Estructura inusual, ya que incorpora espejos secundarios CPC móviles dentro de la cubierta de vidrio del receptor, mientras que los primarios son estacionarios y de contorno circular.	Acero	N.D.	N.D.	Montaje in-situ
<b>Solargenix, SGX-1</b>	Estructura en celosía tridimensional tipo malla ( <i>space frame</i> ) de barras metálicas extruidas o puntales de acero.	Aluminio, acero	N.D.	22 - 24 (estructura de aluminio: 11-12 kg/m <sup>2</sup> )	Montaje en campo, para reducir costes de transporte y de producción.
<b>Solarlite, SL 2300</b>	Tubo de torsión y costillas (brazos de soporte, vigas a flexión ancladas al tubo central de torsión) postes laterales y cimentaciones.	Acero	N.D.	N.D. (estructura) + 2 (espejos)	N.D.
<b>Solarlite, SL 4600</b>	Tubo de torsión y costillas	Acero y resina epoxi	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Solarmirrortec;SMT-8, SMT-70</b>	Tubo de torsión y brazos de soporte, costillas.	Acero y resina epoxi	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SolarXEnergy, Solar X164</b>	Diseño tipo caja de construcciones, manteniendo el tubo estacionario.	Metal (aluminio y otros), y MC <sup>(4)</sup>	N.D.	22,59	N.D.
<b>Solel Solar Systems, IND 300</b>	Tubo de torsión y costillas. Sobre las costillas apoya la caja que encierra el espejo.	Acero al carbono galvanizado	Galvanizado y pintado	50	N.D.
<b>Solel Solar Systems, LS-1</b>	Tubo de torsión	Metal	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Solel Solar Systems, LS-2</b>	Tubo de torsión y costillas	Acero galvanizado	Galvanización del acero	22,94 (estructura) + 6,05 (espejo)	N.D.
<b>Solel Solar Systems, LS-3</b>	Estructura en celosía o malla tubular ( <i>space frame</i> ), de cerchas en V (estructura espacial en V).	N.D.	N.D.	33	N.D.
<b>Solitem, PTC 1100</b>	Tubo de torsión. Marco de metal sujeta el espejo en sus bordes transversales y longitudinales.	Aluminio	N.D.	14,55	N.D.
<b>Solitem; PTC 1800, PTC 3000 y PTC 4000</b>	Tubo de torsión con brazos transversales de soporte o costillas y placa de refuerzo tras los espejos. Postes verticales en los extremos del módulo. Marco de perfiles transversales de aluminio (grosor 0,5 mm) fija los espejos y soporta el receptor.	Aluminio	N.D.	13,1 - 14,2 (PTC 1100); 14 (PTC 1800); 15,5 (PTC 4000)	N.D.
<b>Soltigua, PTMx</b>	Estructura tubo de torsión y costillas. Postes laterales verticales.	Metal galvanizado en caliente	Galvanización profunda en caliente	N.D.	N.D.
<b>Soltigua; FTM y FLT</b>	Estructura tipo marco de vigas transversales bajo las filas de facetas. Facetas: tubo de torsión. Torres tipo A.	Metal	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Sopogy; SopoFlare, SopoNova, SopoHelios, SopoTitan</b>	Bastidor tubular tipo marco, con dos perfiles transversales al eje del módulo en forma de arco en los extremos, y un anclaje o poste vertical a cada lado del colector.	Acero y aluminio	N.D.	6,124 (SopoFlare); 13,1 (SopoNova); 10,4 (SopoHelios)	Transporte de componentes sin ensamblar y montaje en el sitio.
<b>SRB Energy, UHV</b>	Estructura tipo marco rectangular, con perfiles metálicos en los contornos del colector.	N.D.	N.D.	52	N.D.
<b>SunOyster, SunOyster 16</b>	Bastidor tipo marco con perfiles de aluminio enclavada en el suelo, estructura tipo anillo (guía para el giro en torno al eje vertical), y tubo de torsión y brazos de soporte de los reflectores CCP para el giro en torno al eje horizontal. Barra lineal soporta HCE.	Acero recubierto de zinc, plástico	Recubrimiento de zinc (galvanización en frío)	50	In situ
<b>Suntrak Synergy, N.D. (CCP)</b>	Caja de torsión y costillas	Acero dulce (bajo	Galvanización en caliente	36,55	N.D.

grande)		en C) galvanizado en caliente			
<b>Suntrak Synergy, N.D. (CCP pequeño)</b>	Diseño prefabricado tipo caja de construcciones inclinado sobre una plataforma o bastidor tipo marco de barras o perfiles metálicos longitudinales y perpendiculares a la línea focal.	N.D.	N.D.	20	Pre-montaje del módulo o caja de construcciones y posterior transporte.
<b>Tecnología Solar Concentradora, CCStar</b>	Bastidor de soporte tipo marco de la plantilla de bandas de reflectores. Mecanismo articulado, tipo barra articulada para mover la estructura tipo marco de soporte de la red móvil de tubos.	Acero	Galvanizado	29	Montaje en el sitio
<b>Termopower, TCP 150 y TCP 200</b>	Estructura tubo de torsión monopieza, con una única soldadura y brazos de soporte o cantilévers de estructura en celosía tubular, con cerchas tipo Warren. Sistema de pilones o postes verticales centrales y laterales ( <i>drive pylon</i> ).	N.D.	N.D.	20 (estructura TCP 150)	El montaje in situ mediante contraflechado dinámico. Estructura de soporte monopieza prefabricada.
<b>Thermax India, SolPac P60</b>	Estructura tipo marco y rueda giratoria de soporte giratoria.	Metal	N.D.	39	N.D.
<b>Trivelli Energy, SolarWing EVO</b>	Bastidor tipo marco o cuadro formado por perfiles extruidos de aluminio.	Al, termoplástico PC <sup>(5)</sup>	N.D.	18	Componentes prefabricados y montaje in situ.
<b>Tsk Flagsol, Skal-ET (Eurotrough)</b>	Caja de torsión y cantilévers.	Acero	N.D.	28 (estructura: 18,5 kg/m <sup>2</sup> )	N.D.
<b>Tsk Flagsol, HelioTrough</b>	Tubo de torsión y brazos de soporte tubulares (costillas).	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Ultra Conserve Pvt, OptiTrough 300</b>	Tubo de torsión y costillas	Metal	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Univ. Florencia, SALTO 1</b>	Estructura reticulada tipo marco o mallado ( <i>space frame</i> ) con cerchas rectangulares, con perfiles de acero por delante del espejo. Una junta, coincidente con el centro de giro del concentrador, une la estructura con postes vertical laterales.	Acero	N.D.	N.D.	Pre-montaje de la estructura y el receptor en taller. Ensamblaje final sobre el terreno.
<b>Univ. Florencia, SALTO 2</b>	Estructura tipo tubo de torsión apoyado en una estructura tubular en celosía tridimensional de perfil triangular.	Acero	N.D.	N.D.	Pre-montaje de la estructura y el receptor en taller. Ensamblaje final sobre el terreno.
<b>Univ. Nacional de Australia, CHAPS doméstico y largo</b>	Tubo de torsión y costillas. Brazos inclinados soportan el receptor.	Acero galvanizado	Galvanización	N.D.	N.D.
<b>Vicot Air conditioning, N.D.</b>	Tubo de torsión y cantiléver	Metal	N.D.	38,8	Diseño modular prefabricado. Ensamblado en el sitio.
<b>Whitestar Energy, W11-C</b>	Diseño tipo caja de construcciones	N.D.	N.D.	8,52	N.D.

Notas:

- (1) Cloruro de polivinilo (PVC)
- (2) Polioximetileno (POM)
- (3) Kg/m<sup>2</sup><sub>campo solar</sub>
- (4) Materiales compuestos (MC)
- (5) Policarbonato (PC)
- (6) Kg/módulo

### 5.3.2.2 Espejos

A continuación se presentan las características principales de los modos de concentración, por reflexión principalmente y, en su caso por refracción, que montan los módulos solares en el mercado (tabla 5.6). Se abordan, no sólo la composición y propiedades de los espejos, o lentes, sino también que sistemas de apoyo y refuerzo estructural presentan. En el anexo, tabla 9.5, se completa la visión de los factores relacionados con los espejos que montan los módulos comerciales vistos.

Se comienza a argumentar los resultados obtenidos analizando los tipos de espejos y técnicas superficiales aplicadas en ellos. Básicamente, todos los concentradores reflectantes, sea cual sea el tipo de módulo o concentrador solar y su tamaño, deben sus propiedades al uso de Ag o Al, como medio de reflexión de la radiación incidente. Los espejos basados en el aluminio como base tienen índices de reflexión especular, como se puede ver en la tabla 5.6, en torno a  $\rho = 0,88-0,9$ . Los espejos con recubrimientos de plata presentan reflectividades superiores,  $\rho = 0,93-0,94$ , según la documentación disponible, proveniente de mediciones directas en los modelos estudiados. Resumiendo, los espejos de Ag se utilizan sobre todo en gran escala, donde se necesitan mayores eficiencias ópticas, a pesar de que la plata sea más cara, y más en módulos CCP que en Fresnel. La gráfica 5.32 se ha elaborado con el objetivo de mostrar cómo se traduce el incremento del índice de reflexión de Ag sobre Al en el rendimiento óptico, y por ende, en el térmico. Para ello se ha escogido dos módulos con características similares, a excepción del material reflectante. Ambos son módulos CCP, con factores de concentración y receptor térmico similar (atmosférico y recubrimiento selectivo Cermet). Aunque el salto de  $\eta_o$  entre ambos se debe a las propiedades del material reflectante, hay que tener en cuenta que también debería tenerse en cuenta la influencia del factor de interceptación en cada caso,  $\gamma_{int}(\theta)$ .

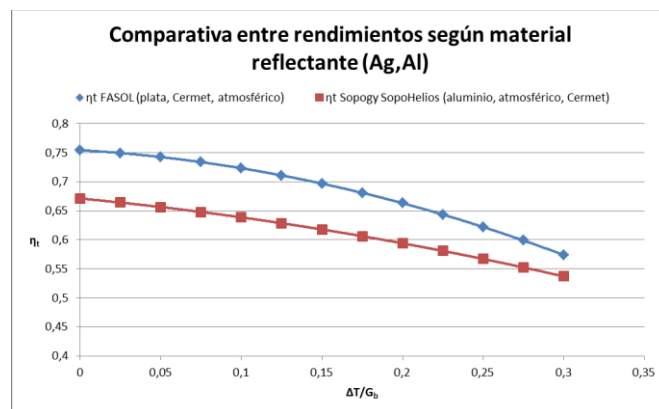


Figura 5.32. Influencia en la eficiencia térmica del material reflectante.

Ahora bien, las técnicas de fabricación y las estructuras de composición de los espejos difieren de unos a otros, desde los espejos de vidrio tradicionales, hasta nuevos conceptos basados en cintas autoadhesivas reflectantes montadas sobre capas sustrato formadas por láminas de materiales metálicos o incluso de materiales compuestos, según el caso. Los espejos, por otra parte, pueden ir asentados sobre estructuras auxiliares de respaldo, para fijar su posición y evitar que se mueva, o con la función de reforzar la resistencia del espejo para evitar

deformaciones. De nuevo, al igual que la composición de los espejos, la tabla 5.6 recoge la descripción pormenorizada de cada sistema.

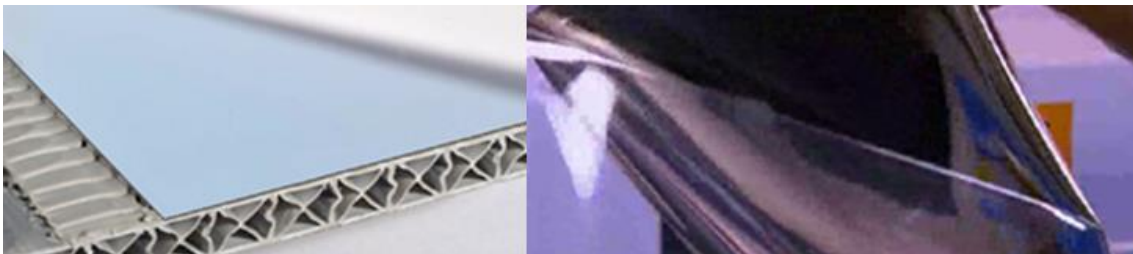
Cuando el mercado CSP de media temperatura comenzó a desarrollarse, lo hizo únicamente centrado en el sector termoeléctrico, con módulos de escalas grandes. Debido a esta situación, que se prolongó durante mucho tiempo, las técnicas y espejos desarrollados estuvieron pensados para este tipo de módulos, exclusivamente. Estos espejos convencionales se componen de vidrios flotados gruesos de 2ª superficie, esto es, una lámina frontal de vidrio bajo en Fe, altamente transparente, y una lámina o recubrimiento reflectante detrás. Ejemplo de ello son los espejos del colector Eurotrough, del año 2002. El vidrio es doblado en caliente (700 °C), templado, para aumentar su resistencia mecánica a la rotura, y laminado.

Entrada la década del 2000 ya se investigaba cómo reducir peso y costes en los módulos CCP de gran escala. En principio, las líneas de investigación se centraron en reducir costes en las estructuras, con las últimas versiones del colector Eurotrough y otros. Más tarde, y con el añadido del auge del mercado CSP de pequeña escala, así como de otras tecnologías de menor coste de construcción, como los captadores Fresnel, se ha ido poniendo cada vez más atención en los espejos, hasta llegar a las soluciones aplicadas hoy en día en la industria. Estas soluciones se recogen en la tabla 5.6. Así, se advierte una proporción significativa de fabricantes de módulos CCP de gran escala que tratan de reducir peso con espejos de vidrio finos de segunda superficie, templados y curvados en frío. Los captadores Fresnel grandes usan mayoritariamente este tipo de espejos, en bandas primarias de espejos (facetas) planas o con curvatura ligera de manera elástica. Son curvados normalmente antes de colocarse sobre la estructura de sujeción de la faceta, aunque en estructuras de facetas de perfiles extruidos puede hacerse después de pegar el espejo a la estructura, aplicando presión (ver el captador CNIM en la figura 5.25). Otros módulos Fresnel, y los captadores tipo FMSC, utilizan espejos primarios de láminas metálicas reflectantes y espejos de 1ª superficie. Los espejos secundarios de los módulos Fresnel, ubicados dentro de la cavidad receptora, son espejos de aluminio con contorno CPC que envuelven al receptor, o espejos partidos en dos mitades laterales, una a cada lado del tubo receptor, tipo *winglet* o con forma parabólica.

Los espejos de 1ª superficie son muy comunes en el mercado de pequeña escala, y proliferan también en gran escala actualmente, como en el caso de los espejos del captador CCP SkyTrough o LAT 73, marcas *ReflecTech PLUS* y *3M Solar Mirror Film 1100*, respectivamente. En los espejos de 1ª superficie el efecto es contrario al acaecido en los de 2ª, situándose la etapa reflectante delante y detrás una capa de soporte, o *capa sustrato*. Las capas sustrato dan rigidez estructural y reducen las deformaciones respecto del contorno ideal del espejo. Dependiendo de sus características, a menudo se consideran parte de la propia estructura del módulo.

Entre los espejos de 1ª superficie, encontramos espejos simples de láminas de Al anodizado, tanto en su cara frontal como en la trasera, para proteger contra la corrosión; chapas de Al pulido con recubrimiento frontal acrílico transparente, que no se degrada en uso en exteriores; o recubrimientos reflectantes sobre láminas sustrato. Cuando se pretende obtener índices de reflexión superiores al del aluminio, las chapas de aluminio anodizado se recubren frontalmente con Ag o con óxidos reflectantes (TiO<sub>2</sub>, SiO<sub>2</sub>). Las láminas sustrato pueden ser

metálicas, de aluminio generalmente para reducir el peso del espejo, o bien de vidrio o materiales compuestos (PMMA acrílico, PVC). El plástico acrílico es más resistente que el vidrio, menos frágil y la fractura producida por su eventual rotura es menos problemática que la del vidrio, ya que no se astilla. El PVC y otros plásticos normalmente no se pueden utilizar, porque tienen resistencias mecánicas bajas. Por ello, se observa que a veces aparecen en sustratos reforzados multicapa. Éstos se componen normalmente de una capa interna dura, de estructura metálica extruida de Al y perfil de nido de abeja, pudiendo rellenar los huecos con espumas poliméricas de fibra de vidrio y lana de roca, y dos capas externas de materiales compuestos reforzados con fibra de vidrio. Sobre los recubrimientos reflectantes, normalmente se aplican con técnicas de deposición física de partículas en fase vapor (*PVD* en inglés), y sobre ellas se aplica algún tipo de protector de la corrosión y degradación por los agentes ambientales (radiación UV, humedad), como lacas solares aplicadas mediante la técnica sol-gel. Actualmente, marcas como Reflectech o 3M, antes mencionadas, fabrican cintas autoadhesivas acrílicas con revestimientos reflectantes de Ag y películas protectoras de óxido.



**Figura 5.33. Espejo de 1ª superficie de plata con capa sustrato de perfiles extruidos poliméricos reforzados con fibra de vidrio (izq.) y cinta autoadhesiva reflectante (dcha.). Fuente: SunOyster y Reflectech**

Para proteger de la erosión de los agentes medioambientales, del ambiente corrosivo y abrasivo de localizaciones como las desérticas, se puede recubrir la cara trasera de los paneles concentradores con capas finas de PVC, o capas anticorrosión de Cu recubiertas de resinas Epoxi, como ocurre, por ejemplo, en los módulos Airlight, Eurotrough o Royal Trough (ver tabla 5.6).

Por su parte, los concentradores refractantes utilizan lentes transparentes de vidrio acrílico.

Con los datos disponibles, se resume que, en captadores lineales, los espejos más pesados son aquellos de vidrio, posiblemente entre 6-8 kg/m<sup>2</sup> en el caso de los de vidrio fino, y 8-12 kg/m<sup>2</sup> en el caso de los vidrios gruesos. Tras éstos, se sitúan aquellos compuestos por láminas sustrato de Al, con 4-5 kg/m<sup>2</sup>, y finalmente los espejos de cintas adhesivas y con soportes de materiales compuestos (2-3,5 kg/m<sup>2</sup>).

Las dificultades provocadas por la actual crisis económica de los últimos años, con caídas importantes de la inversión en mercados como el de la energía solar de concentración, falta de liquidez y dificultades en las empresas del sector, unido al avance de otras tecnologías como la solar fotovoltaica, está empujando a las empresas, y particularmente a las establecidas en mercados de pequeña escala, hacia la búsqueda de rebajas cada vez mayores en el coste de los módulos. Esta tendencia ha provocado mayor diversificación y diferenciación en los diseños y

soluciones técnicas aplicadas a los mismos, como los casos en los que se suprime la carcasa cilíndrica de cristal por una cubierta plana extendida a lo largo de todo el área de apertura del concentrador solar. El uso de carcasas planas suele estar reservado a anchos de apertura reducidos, no superiores a 1,5 – 2 m, y suele estar ligado al montaje de tubo absorbente no evacuado, y en muchas ocasiones estacionario, en el colector solar. En CCP, las cubiertas planas suelen aparecer en las estructuras tipo *caja de construcciones*.

De la investigación llevada a cabo se deduce que la difusión del uso de cubiertas planas acristaladas como método alternativo de aislamiento no obedece únicamente a aspectos económicos. Existen otros factores que favorecen el uso de placas y cubiertas acristaladas de modo complementario o alternativo a las carcasas cilíndricas o tubulares, tales como una gran adaptabilidad e integración en diseños de estructuras simples de concentradores solares, facilidad y rapidez de instalación, el tipo de tecnología o arquitectura de concentración solar, el tipo de aplicación al que va dirigida la instalación solar, la facilidad de limpieza, o la capacidad de adaptación y protección en entornos y condiciones climatológicas adversas. Valga como ejemplo representativo de estas conclusiones el caso de la empresa norteamericana GlassPoint Solar.

GlassPoint Solar ha desarrollado un modelo de concentrador cilindro-parabólico que destaca por estar especialmente diseñado para operar en ambientes desérticos con elevados y frecuentes niveles de viento, y su principal aplicación es la generación de vapor de proceso a temperaturas en torno a 300 °C, sustituyendo al vapor generado a partir de la combustión de gas natural, para la extracción mejorada de petróleo o “Enhanced Oil Recovery” (EOR). Esta técnica consiste en la inyección de vapor generado, en este caso por energía solar, en los yacimientos de petróleo para disminuir la viscosidad del crudo y mejorar su fluidez, facilitando su extracción.

La estructura del concentrador solar está compuesta por una superficie acristalada tipo invernadero que cubre todo el colector solar, y unos espejos de sección parabólica que están suspendidos de dicha estructura acristalada por sendos cables en los extremos de los espejos. La idea de placas planas de vidrio cubriendo la superficie de apertura del espejo concentrador llega más allá en este modelo de CCP de gran escala, de tal forma que en este caso la superficie acristalada cubre el campo solar por completo. Además de ratificar la influencia de los distintos factores señalados anteriormente en el uso de cubiertas planas de vidrio como alternativa a las carcasas tubulares, se observa en el caso del colector de GlassPoint otras ventajas.

La estructura acristalada tipo nave industrial, o invernadero, hace de barrera al concentrador solar y al tubo absorbente frente a la acción del viento y la degradación propiciada por la exposición a los agentes atmosféricos. Los espejos concentradores no requieren de una rigidez tan alta como si operaran en exteriores, al no sufrir deformaciones inducidas las cargas dinámicas generadas por las ráfagas de viento que provoquen pérdidas de rendimiento óptico, hecho éste que posibilita a la estructura y los anclajes tener un diseño más simple, sin necesidad de rigideces torsionales altas, y con ello una drástica reducción de peso. Simplificación y ligereza son sinónimo de menor cantidad de material de construcción, con mayor presencia de materiales livianos como el aluminio, plásticos y materiales compuestos, y

menos hormigón. Fuentes consultadas pertenecientes a GlassPoint aseguran reducciones en el uso de material superiores al 80% en hormigón y al 50% en metal, manteniendo un peso total, espejos y estructuras de soporte incluidas, de  $4,2 \text{ kg/m}^2$ , y  $12 \text{ kg/m}^2$  en la cubierta acristalada, mientras que la media habitual de CCP de gran escala se sitúa aproximadamente en  $30 \text{ kg/m}^2$ . Estos datos permiten extraer como resultado que la integración de la cubierta acristalada en el diseño ha supuesto, de manera directa o indirecta, reducciones totales en peso en torno al 40% respecto al caso de un modelo CCP estándar de gran escala. Además, se favorece que el proceso de montaje sea más sencillo, técnicamente menos complicado de llevar a cabo, sin necesidad de maquinaria pesada como grúas para su instalación y con menor necesidad de mano de obra. Todos estos factores tienen como consecuencia un menor coste de colector por  $\text{m}^2$  de área de apertura.

En términos de la productividad energética resultante, diseños de módulos CCP con cubierta global transparente son sensiblemente menos eficientes que los estándares dados en CCP. Así, encontramos rendimientos térmicos máximos de hasta un 68% en GlassPoint Solar, frente a valores en el rango de 72-75% a esas mismas temperaturas en modelos convencionales cilindro-parabólicos de gran escala. Aunque parte de las causas de esta pérdida de eficiencia están directamente relacionadas con la estructura acristalada tipo invernadero que rodea el módulo, como son las pérdidas ópticas adicionales por sombreado de la estructura sobre el colector y las pérdidas térmicas conductivas a través de la misma, el uso de un tubo absorbedor atmosférico con recubrimiento estable en contacto con el aire influye negativamente en este aspecto. Sin embargo, la cubierta acristalada aporta otras ventajas que contribuyen a contrarrestar la pérdida de productividad resultante. Como consecuencia de aislar los espejos de las ráfagas de viento, es posible aumentar el ancho de apertura de los mismos, incrementando el factor de concentración  $C_g$ , y reducir el paso entre filas, de manera que se consigue el aprovechamiento de prácticamente la totalidad del terreno disponible, hasta un 96% del campo solar, en comparación con un 30%, representativo normalmente en este tipo de tecnología de concentración.



**Figura 5.34. Foto de un campo solar de captador CCP de la empresa GlassPoint Solar en el sur de Omán. Fuente: GlassPoint.**

Por otro lado, este tipo de cubiertas acristaladas aportan ventajas en cuanto a la limpieza de los espejos. Evita el ensuciamiento de los mismos y permite métodos de limpieza automatizados, rápidos, eficaces y eficientes, que permiten la recuperación y reutilización de gran parte del agua utilizada en el proceso de limpieza.





**Figura 5.35. Esquema del captador CCP de GlassPoint Solar, y su sistema de limpieza robotizado (centro). Robot de limpieza de facetas en módulo Fresnel. Fuente: GlassPoint y Novatec**

La presencia de cubiertas planas en concentradores tipo Fresnel es bastante habitual, según ha podido constatarse. El uso de placas planas que sellan la cavidad receptora en sustitución de envolturas tubulares coaxiales individuales alrededor del tubo absorbedor se ve motivado por varios factores, algunos de ellos ya mencionados anteriormente. En tecnología tipo Fresnel, por su arquitectura constructiva, la instalación de este tipo de cubiertas es sencilla, rápida y abarata el coste de construcción del concentrador solar. Su limpieza no representa un problema, debido a su geometría plana y al ser de acceso relativamente fácil. Aspectos relativos al diseño del receptor térmico, como la elección de receptores multitubulares en lugar de unitubulares, y la frecuente dedicación de concentradores Fresnel a aplicaciones industriales de media temperatura en el rango 100-250 °C, hacen a los captadores Fresnel especialmente indicados para la combinación de tubos absorbedores atmosféricos con placas planas de vidrio en la zona inferior de la cavidad receptora, junto con capas de aislamiento térmico tras los espejos secundarios.

La zona inferior de la cavidad receptora no es la única posible disposición para las cubiertas de vidrio en concentradores lineales Fresnel. En el mercado de muy pequeña escala, o Micro-CSP, como se dio a conocer en EEUU, referente a concentradores lineales de anchura de apertura normalmente no superior a 2 m, y donde la integración de la tecnología Fresnel es aún escasa, encontramos un exponente de la tecnología Fresnel novedoso e innovador, basado en la estructura tipo “caja de construcciones” vista en CCP de pequeña escala, que consta de una estructura acristalada trapezoidal que envuelve, no solo el receptor, sino en este caso la totalidad del módulo.

Los tratamientos para reducir el ensuciamiento sobre espejos y receptor están especialmente indicados para los casos de instalaciones en localizaciones desérticas, que a menudo son las de mayores niveles de radiación solar directa presentan, pero donde los niveles de partículas en suspensión en el aire son altos. En el diseño y cálculo del rendimiento térmico de los módulos siempre se suele incluir un factor asociado al ensuciamiento,  $F_e$ , con valores superiores a 0,95, normalmente  $f_{ensuc} = 0,97-0,98$ . Para mantener niveles de ensuciamiento bajos se aplican con cierta frecuencia trabajos de limpieza sobre los espejos y el receptor. La elección de la frecuencia y el sistema de limpieza, algunos de carácter manual y otros totalmente automatizados, difieren en función de consideraciones tales como el tipo de concentrador solar y su adaptabilidad a cada sistema de limpieza y el coste de mantenimiento. Así, los sistemas de limpieza aplicados sobre concentradores solares tipo Fresnel suelen ser sistemas totalmente robotizados, como el de la figura 5.35, y en CCP de gran escala se emplean camiones cisterna que aplican agua a presión sobre los espejos cilindro-parabólicos, aunque

como se ha podido ver en el caso de GlassPoint Solar, las cubiertas planas son más adecuadas para sistemas de limpieza robotizados.

Tabla 5.6. Espejos de sistemas de concentración de media temperatura.

Fabricante, producto	Espejo	Material reflectante espejos <sup>(2)</sup>	Tratamiento superficial	Sistema de refuerzo estructural y soporte de los espejos <sup>(3)</sup>	Cubierta acristalada sobre el módulo <sup>(4)</sup>	Reflexión especular
<b>Abengoa, PT-1</b>	Opción 1: lámina de Al pulido o Al acrílico. Opción 2: recubrimiento de Ag sobre película de plástico (3M Solar Mirror Film 1100).	Al (opción 1), Ag (opción 2)	N.D.	Panel sustrato de plástico tras la película reflectante de Ag.	Si	0,89 (opción 1); 0,94 (opción 2)
<b>Abengoa, RMT</b>	Opción 1: película de Ag sobre panel sustrato. Opción 2: lámina de Al pulido o acrílico.	Ag (opción 1), Al (opción 2)	N.D.	Panel sustrato de plástico tras la película reflectante de Ag.	Si	0,94 (opción 1); 0,89 (opción 2)
<b>Abengoa, PT-2</b>	Lámina de Al pulido, o bien película de Al o Ag sobre lámina portante	Al / Ag	N.D.	N.D.	No	N.D.
<b>Absolicon; T10 y MT10</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Si	N.D.
<b>Absolicon, X10 PVT</b>	Espejo de Ag	Ag	N.D.	Carcasa integrante de la cuba CCP.	Cubierta plana de vidrio templado de bajo contenido en Fe. Grosor: 4 mm Sellado mediante silicona.	N.D.
<b>Acurex Solar, Acurex 3001</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,93
<b>Airlight Energy, N.D.</b>	Pila multicapa de membranas poliméricas reflectantes de poliéster BO-PET <sup>(5)</sup> aluminizadas. Capa superior de hoja aluminizada (papel de aluminio). Capa inferior de PVC. Óptica inflable, sistema neumático de espejo multi-arco.	1 <sup>os</sup> : BO-PET, Al. 2 <sup>os</sup> : Al	PVD <sup>(17)</sup> de partículas de Al	Panel de poliéster (PES) y PVC, y marco de hormigón	Cubierta inflable de polímero tetrafluoroetileno de etileno (EFTE)	0,89
<b>Albiasa Solar, AT 150</b>	Espejo de vidrio de 2ª superficie con recubrimiento de Ag.	N.D.	N.D.	N.D.	No	0,935
<b>Alcoa, N.D.</b>	Película de Ag sobre capa de adhesivo y chapa sustrato de Al	N.D.	PVD <sup>(17)</sup> de partículas de Ag	Estructura monocasco "Wing box" de Al, formada por chapa sustrato y perfiles extruidos de Al. <sup>(6)</sup>	N.D.	N.D.
<b>Alpha-E, AT 350</b>	Placa sustrato curvada de Al. Sobre ella, cinta adhesiva acrílica (PMMA) <sup>(7)</sup> con recubrimiento de Ag	Ag	N.D.	Barras longitudinales tras el panel y soportes laterales a ambos lados del panel.	No	0,94 - 0,95
<b>Alpha-E, AT 800</b>	Placa sustrato curvada de Al en segmentos de 3,95x1,25 m. Sobre ella, cinta autoadhesiva reflectante con recubrimiento de Ag.	Ag	N.D.	Placa soporte de Al, barras longitudinales tras el panel CCP y soportes laterales a ambos lados del panel.	N.D.	0,93 (Reflectech PLUS), 0,94 (3M Solar Mirror Film 1100)
<b>AM-Brain, K125</b>	Espejos de vidrio plano ligeramente curvados mecánicamente	N.D.	No	No	No	N.D.
<b>Archimede Solar Energy, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	Panel CCP de refuerzo y apoyo tras el espejo. Material: N.D.	No	N.D.
<b>Areva Solar, N.D.</b>	Espejos planos	N.D.	N.D.	Chapa sustrato de acero galvanizado	N.D.	N.D.
<b>Arontis Solar Solutions, Solar8</b>	Laminado en caliente de una lámina de acero recubierta de Zn con una cinta adhesiva de material reflectante	N.D.	N.D.	Panel de refuerzo de materiales compuestos y/o madera	Cubierta plana de vidrio de bajo contenido en Fe y antirreflectante	N.D.
<b>BBEnergy, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	Perfiles transversales al eje del concentrador solar, por detrás de las facetas.	No	N.D.
<b>BROAD Air Conditioning, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	No	0,8
<b>Button Energy y AEE INTEC, PARASOL</b>	Chapa de Al anodizado	Al	N.D.	Chapa de refuerzo de materiales compuestos	Si	N.D.
<b>Chromasun, MCT</b>	Reflectores primarios: facetas planas de recubrimiento frontal de Al sobre una lámina sustrato. La anchura de las	1 <sup>os</sup> : Al. 2 <sup>os</sup> : Al	N.D.	No	Cobertura tipo caja acristalada, de vidrio de	N.D.

	facetas es variable, inversamente proporcional con su distancia al tubo receptor. Reflectores secundarios: espejo de Al con forma parabólica ( <i>winglet</i> ), alojado en el interior de un perfil extruido de Al, que rodea al tubo absorbente.				bajo nivel en Fe, que recubre el conjunto del concentrador. <sup>(9)</sup>	
<b>Ciemat, FASOL</b>	Chapa de Al anodizado con recubrimiento frontal de Ag y, encima de ésta, otra película, protectora de la corrosión del ambiente. Otras opciones desechadas: panel de vidrio templado, panel de metacrilato con recubrimiento de Al	Ag	Anodización de la capa superficial del Al. Proceso de deposición de la Ag y de la capa anticorrosiva: N.D.	Panel CCP de materiales compuestos tras las láminas de espejo.	Cubierta plana de cristal para mejorar la eficiencia del concentrador	0,94 - 0,96
<b>Ciemat, CAPSOL</b>	Banda de Al anodizado con recubrimientos óxidos reflectantes y película anticorrosión. Desde la cara frontal del espejo: película de laca solar anticorrosiva, película de óxido reflectante TiO <sub>2</sub> y SiO <sub>2</sub> , chapa de Al anodizado por ambas caras, capa anticorrosiva de material compuesto Epoxi	Al	Proceso de adhesión de la laca solar, formación de la película de óxido superficial mediante PVD <sup>(17)</sup> , anodización de la superficie de la banda de Al.	Panel CCP de materiales compuestos	Cubierta de vidrio plana. Capa antirreflectante (sólo en su versión comercial, no en prototipo)	0,89 - 0,93
<b>CNIM, N.D.</b>	Facetas planas, o muy ligeramente curvadas. Láminas finas de vidrio flotado plano, pegadas por puntos a la estructura de soporte de la faceta.	1 <sup>os</sup> : Al o Ag. 2 <sup>os</sup> : N.D.	N.D.	Bastidor de soporte de las facetas hueco y tipo sándwich, compuesto de láminas metálicas extruidas, remachadas en distancias uniformemente distribuidas, y brazos de soporte transversales, hechos de perfiles extruidos, también repartidos regularmente, en el espacio interno del bastidor.	No	N.D.
<b>Cogenra; T14, SunBase 1.0, SunDeck1.0, SunDeck PVT 2.0</b>	Espejo CCP fragmentado o "escalonado", compuesto de bandas o franjas escalonadas que aproximan la forma parabólica. Cada banda es un espejo de 2ª superficie formado por vidrio plano laminado y tras él una lámina de Al	Al	N.D.	Perfiles de acero con estructura tipo sándwich y brazos portantes transversales ( <i>ribs</i> )	No	N.D.
<b>Consortio europeo, Eurotrough ET 150 (Skal-ET 150)</b>	Espejo de vidrio grueso de 2ª superficie. Composición del espejo, partiendo desde la cara frontal: placa gruesa de vidrio, capa reflectante de Ag, capa protectora de Cu, pintura epoxi y otras capas protectoras.	Ag	N.D.	El propio panel de vidrio aporta rigidez al espejo (panel autoportante)	No	0,92 - 0,94
<b>CSIRO (estructura), ANU (espejos); N.D.</b>	Lámina de vidrio fino de 2ª superficie, revestido de película de Ag.	Ag	N.D.	Chapa de acero	No	0,94
<b>DLR, Fix Focus Trough</b>	Vidrio	N.D.	N.D.	Chapa metálica	No	N.D.
<b>Dr. Vetter GmbH, Itcollect</b>	Estructura multicapa, Partiendo desde el frontal: revestimiento de laca solar sol-gel <sup>(10)</sup> , película de Ag, panel de soporte de plástico y refuerzo de fibra de vidrio	Ag	Deposición de Ag y de la laca solar mediante PVD <sup>(17)</sup>	Chapas y cubierta tipo caja moldeadas por inyección de plástico reciclado (poliamida, POM <sup>(11)</sup> , PVC <sup>(12)</sup> y refuerzo de fibra de vidrio.	Cobertura plana de vidrio acrílico Plexiglas (PMMA) <sup>(7)</sup>	0,94 (para G <sub>b</sub> ), 0,98 (para G <sub>tot</sub> )
<b>Elianto, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	No	N.D.
<b>ENEA, N.D.</b>	Lámina fina de 2ª superficie, de vidrio flotado de tipo sodocálcico <sup>(8)</sup> , doblado en caliente (700 °C), templado y laminado, con revestimiento de Ag, adherida al panel estructural mediante adhesivo estructural que polimeriza sin generar tensión entre el espejo y el panel.	Ag	Proceso de adhesión del revestimiento de Ag.	Paneles de estructura tipo sándwich con estructura interior de nido de abeja de Al extruido, y materiales compuestos en las cubiertas.	No	0,94
<b>Erfis, Erfitrough</b>	Espejo fino de vidrio de 2ª superficie templado y curvado en frío con revestimiento de Ag. Estructura multicapa (desde la cara frontal): placa de vidrio, película de Ag, recubrimiento de Cu anticorrosión y capa de imprimación de sujeción a capa sustrato, capa sustrato.	Ag	Aplicación de laca solar	Lámina o capa sustrato o de soporte, de material desconocido (no materiales compuestos)	No	0,939
<b>Feranova, FRT-1C10 y FRT-</b>	Espejos con estructura tipo sándwich de Al.	Al	N.D.	No	No	N.D.

<b>1C20</b>						
<b>Focal Point Energy, FPE40 ó Energy Driver</b>	N.D.	N.D.	N.D.	Concentrador CCP de materiales compuestos poliméricos.	Cobertura plana de vidrio	N.D.
<b>Fundación Bruno Kessler, Digespo</b>	Estructura multicapa de espejos finos de 2ª superficie de vidrio templado con revestimiento de Ag sobre un sustrato de Al.	Ag	N.D.	Chapa de Al	No	0,945
<b>GlassPoint Solar, N.D.</b>	Al	Al	N.D.	Barras en sentido longitudinal al eje del colector y fijaciones en el extremo del espejo cilindro-parabólico guían el espejo.	Nave industrial acristalada aísla el campo solar en su conjunto del exterior.	N.D.
<b>Glax Tech, ThermeX</b>	Lámina de Al	1 <sup>os</sup> : Al. 2 <sup>os</sup> : N.D.	N.D.	N.D.	No	N.D.
<b>Global CSP; MK II, MK III y MK 5</b>	Lámina de Al pulido	Al	Pulido de la superficie de Al	La propia caja metálica formada por lámina metálica y laterales envuelve, soporta y da rigidez al espejo.	Cubierta plana de vidrio bajo en Fe, o PC <sup>(20)</sup> para mayores tamaños, sellada a la caja que encierra el espejo.	≤ 0,94
<b>Gossamer, 3M; LAT 73</b>	Hoja o cinta adhesiva acrílica <sup>(7)</sup> con recubrimiento de Ag. Composición, partiendo desde la cara frontal del espejo: capa de PMMA, película de Ag, capa de adhesivo. El adhesivo permite que se adhiera al sustrato correspondiente, o panel de soporte. No utiliza película de Pb para proteger la de Ag, como ocurre con otros espejos.	Ag	Aplicación de pintura acrílica (PMMA) resistente al ambiente (líquido antiensuciamiento)	Capa sustrato (material N.D.)	No	0,945 - 0,955
<b>Greenera Energy, SG1000</b>	Lámina de Al anodizado doblado en frío	Al	Anodización del aluminio	N.D.	Sí	0,9
<b>Helioclim, N.D.</b>	Espejo de vidrio y revestimiento de Ag (en base a la reflectividad declarada)	Ag	Aplicación de película protectora ante los agentes medioambientales, de material desconocido.	Panel CCP de refuerzo estructural tras el espejo, probablemente de materiales compuestos, dada la ligereza del colector.	No	0,96
<b>Heliodynamics; HD7.c, HD 10, HD 16</b>	Espejos de vidrio con deposición de Ag, reforzado en su parte trasera por una lámina de Al para darle rigidez.	1 <sup>os</sup> : Ag. 2 <sup>os</sup> : no	N.D.	Lámina de Al	No	0,93
<b>Himin Solar, Solar Cooker</b>	Lámina de Al	Al	N.D.	N.D.	No	N.D.
<b>Huayuan New Energy; HY-Trough-3, HY-Trough-6</b>	Espejo de vidrio revestido de una fina capa de Al	Al	N.D.	No tiene chapa de refuerzo del espejo	No	0,88
<b>IMK, CSP- Trough</b>	Espejo fino de cristal doblado en frío	Ag	N.D.	Panel CCP de respaldo estructural de los espejos	No	0,94-0,95
<b>Industrial Solar Technology, IST PT1</b>	Espejo acrílico de Al con película de óxido protectora y reflectante. Composición, desde la cara frontal del espejo: capa protectora de polímero PMMA, película de óxido, película de adhesivo, lámina sustrato de Al.	Al	Deposición de la película de óxido y la capa acrílica	La lámina de Al aporta rigidez al panel reflectante	No	0,89 <sup>(13)</sup>
<b>Industrial Solar thermal solutions, LF-11</b>	Espejos primarios de 2ª superficie de vidrio ligeramente curvado sobre película de Ag.	1 <sup>os</sup> : Ag. 2 <sup>os</sup> : Al	N.D.	La propia estructura de soporte del colector mantiene la forma de los espejos y soporta su peso.	No	0,95 (1 <sup>os</sup> ); 0,77 (2 <sup>os</sup> )
<b>INERSUR, N.D.</b>	Espejos de vidrio	1 <sup>os</sup> : Ag o Al. 2 <sup>os</sup> :no	No tiene	No tiene panel de refuerzo bajo los espejos	No procede	0,95
<b>Instituto de Investigaciones Eléctricas, N.D.</b>	Lámina de Al anodizado	Al	Anodización superficial del Al.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Inventive Power, Power Trough 110</b>	Lámina de Al anodizada	Al	N.D.	N.D.	No	0,86

<b>Koluacik Research &amp; Development, SPT</b>	Lámina de Al	Al	N.D.	No tiene chapa de refuerzo del panel reflectante. El soporte de los espejos recae en brazos portantes, o costillas.	No	0,94
<b>Menova Engineering Inc; PS 1, PS 2X1, PS 1X2</b>	N.D.	N.D.	N.D.	Cubierta trasera de refuerzo metálica	Cubierta con forma parabólica convexa rígida, u óptica inflable	N.D.
<b>Millionsun Energy, CSPT-L</b>	Espejo de vidrio de 2ª superficie	Ag	N.D.	Capa sustrato de PRFV <sup>(14)</sup> con pintura multicapa protectora en su cara trasera.	No	0,92
<b>Millionsun Energy, CSPT-H</b>	Espejo de vidrio de 2ª superficie	Ag	N.D.	No	No	0,92
<b>Mithras, Lumen 2.3</b>	Lámina de Al	Al	N.D.	La propia lámina de Al (espejo autoportante)	No	N.D.
<b>Mithras, Lumen 8.4</b>	Paneles de vidrio de 2ª superficie con recubrimiento de Ag sobre capa sustrato metálica, de acero o Al. Tras la película de Ag, recubrimiento anticorrosivo de Cu, laca solar y adhesivo para fijar el espejo a la capa sustrato. Vidrio templado y doblado en frío.	Ag	N.D.	Paneles de refuerzo metálicos	No	0,939
<b>Mulk Enpar, N.D. (CCP)</b>	Espejo compuesto por paneles multicapa de Al, otras capas reflectantes y materiales poliméricos protectores. Recubrimiento anticorrosivo de resina Epoxy por la parte trasera del espejo. <sup>(15)</sup>	Al	Recubrimiento con características hidrofílicas	Capa sustrato con forma CCP	No	0,91-0,95 (380 - 2400 μm); 0,93 (tests NREL)
<b>Mulk Enpar, N.D. (Fresnel)</b>	Bandas de espejo ligeramente curvado de vidrio y Al	1 <sup>os</sup> : Al. 2 <sup>os</sup> :N.D.	N.D.	N.D.	No	N.D.
<b>Nep Solar; PolyTrough 1200 y PolyTrough 1800</b>	Lámina de Al pulido con recubrimiento de óxido sol-gel reflectante y película acrílica <sup>(7)</sup>	Al	Pulido del Al, PVD <sup>(17)</sup> de óxido sol-gel y capa acrílica	Panel de soporte del espejo de estructura tipo sándwich, de espuma de polímeros de fibra de vidrio y lana de roca ( <i>Rockwool</i> ).	No	0,88- 0,885
<b>Novatec Solar; DMS, Supernova y Nova-1</b>	Placa plana de vidrio grueso, con recubrimiento de Ag, adherida a una lámina sustrato de acero galvanizado.	1 <sup>os</sup> : Ag. 2 <sup>os</sup> : N.D.	N.D.	Sustrato metálico de acero galvanizado	No	N.D.
<b>PerSolar, TLC-1000 y TLC-24K</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Placa plana de vidrio templado en una de sus superficies	N.D.
<b>Protarget, N.D.</b>	Espejo de vidrio grueso de 2ª superficie con revestimiento de Ag	Ag	N.D.	El propio panel de vidrio aporta la rigidez necesaria. Su peso descansa sobre la caja de torsión.	No	0,945
<b>Pyron Solar, Power Reef</b>	Superficie transparente formada por lentes Fresnel de vidrio acrílico <sup>(7)</sup>	No	No	N.D.	No	No
<b>Rackam, S10 y S20</b>	Lámina de Al	Al	N.D.	Panel CCP de refuerzo y soporte tras el espejo. Material: N.D.	N.D.	N.D.
<b>Ronda High Tech, RHT 2500 Trough</b>	Paneles de vidrio fino y revestimiento de Ag. Espejo pegado por puntos a panel sustrato.	Ag	N.D.	Panel de soporte de fibra de vidrio y resina polimérica. <sup>(16)</sup>	No	0,94 - 0,96
<b>Royal Tech CSP, Royal Trough</b>	Panel de vidrio grueso de 2ª superficie recubierto con capas reflectantes (Ag y otros) y protectoras del ambiente (Cu y otros).	Ag	N.D.	Panel CCP de vidrio	No	0,944
<b>SBP GmbH, Ultimate Trough</b>	Espejo de vidrio de 2ª superficie con película reflectante de Ag y recubrimiento protector del ambiente de Cu	Ag	N.D.	Panel CCP de vidrio	No	0,94-0,95
<b>SENER, Senertrough</b>	Espejo de vidrio de 2ª superficie con película reflectante de Ag o Al y recubrimiento trasero de Cu	Ag	N.D.	Panel CCP de vidrio	No	≈ 0,95
<b>SHAP (CCP), N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Si	N.D.
<b>SIJ , DLR, Solitem, Alanod; PTC 1000</b>	Espejo multicapa de Al con revestimiento de partículas de Ag. Estructura, desde el frontal: laca solar, película sol-gel,	Ag	Aplicación de laca solar, recubrimiento sol-gel y	Lámina sustrato de Al anodizado	Cobertura plana de vidrio antirreflectante	0,935



	película de Ag, lámina sustrato de Al anodizado superficialmente en ambas caras. El recubrimiento sol-gel protege de la corrosión y de la abrasión, y el anodizado de la oxidación.		adhesión de las partículas de Ag mediante PVD <sup>(17)</sup>			
<b>SkyFuel, SkyTrough y SkyTroughDSP</b>	Panel de material polimérico con película frontal de Ag. El espejo asienta sobre una lámina sustrato de Al.	Ag	N.D.	Lámina sustrato de Al.	No	0,93 - 0,94
<b>SLT Energy, SOL Yatna CSP</b>	Lámina de Al pulido con película protectora de los agentes medioambientales.	Al	N.D.	Se desconoce si incorpora un panel sustrato de refuerzo. El apoyo recae sobre las costillas que forman parte de la estructura	No	0,93
<b>Smirro, N.D.</b>	Lámina de Al	Al	N.D.	Capa sustrato y cubierta de plástico de bajo peso. Marcos de Al en los laterales aseguran la fijación del espejo con la estructura interna de plástico.	No	0,9
<b>Solar Euromed, LFR 500</b>	Facetas ligeramente curvadas de vidrio laminado pegado sobre un perfil extruido de Al. La curvatura se consigue mediante presión aplicada después del proceso de pegado.	1 <sup>os</sup> : Al. 2 <sup>os</sup> :Al	N.D.	La estructura de soporte se compone de un perfil extruido de Al.	No	N.D.
<b>Solar Power Group, Fresdemo</b>	Espejos primarios ligeramente curvados de forma elástica de vidrio templado y pegados sobre un sustrato metálico.	1 <sup>os</sup> : N.D. 2 <sup>os</sup> :N.D	N.D.	Perfiles sustrato de metal	N.D.	0,93 (1 <sup>os</sup> y 2 <sup>os</sup> ); 0,9 (efecto ensuciamiento)
<b>Solargenix, Power Roof</b>	Espejos CCP primarios estacionarios: lámina de Al con recubrimiento de óxido mediante PVD <sup>(17)</sup> . Espejos CPC secundarios móviles: revestimiento de Ag sobre capa sustrato	1 <sup>os</sup> : Al. 2 <sup>os</sup> :Ag	Fijación de capa de óxido por PVD	Capa de aislamiento tras los espejos CCP primarios y capa sustrato de soporte	N.D.	0,85
<b>Solargenix, SGX-1</b>	Espejos de vidrio grueso de 2ª superficie	N.D.	N.D.	No tiene panel de refuerzo. El elemento estructural es la estructura tipo malla.	No	0,935
<b>Solarlite, SL 2300</b>	Recubrimiento de Al sobre panel de soporte de resinas compuestas, plástico reforzado con fibra de vidrio	Al	N.D.	Panel de soporte de plástico reforzado con fibra de vidrio	No	0,88 - 0,92
<b>Solarlite, SL 4600</b>	Espejos de vidrio fino	N.D.	N.D.	Panel de soporte de plástico reforzado con fibra de vidrio	No	0,95
<b>Solarmirrortec; SMT-8, SMT-70</b>	Espejo fino de vidrio templado y doblado en frío.	N.D.	N.D.	Capa de resina epoxi	N.D.	N.D.
<b>SolarXEnergy, Solar X164</b>	N.D.	N.D.	N.D.	Panel CCP de espuma polimérica ligera y aislante.	Placa plana de vidrio bajo en Fe	N.D.
<b>Solel Solar Systems LTD, IND 300</b>	Plancha de Al y capa de lana mineral aislante tras el espejo.	Al	N.D.	Lámina metálica CCP tras el espejo que forma parte de la caja que encierra y aísla al espejo del exterior. Esta caja apoya sobre costillas de acero al carbono galvanizado.	Placa plana de vidrio templado bajo en Fe y antirreflectante (grosor 4 mm)	N.D.
<b>Solel Solar Systems; LS-1, LS-2 y LS-3</b>	Panel de vidrio grueso bajo en Fe con revestimiento de Ag	Ag (LS-1 y LS-3), N.D. (LS-2)	N.D.	N.D.	No	0,94 (LS-1, LS-2); 0,93 - 0,94 (LS-3)
<b>Solitem, PTC 1100</b>	Lámina de Al anodizado recubierta por película de óxido mediante PVD <sup>(17)</sup>	Al	Anodización del Al, PVD <sup>(17)</sup> de la película de óxido	Hoja metálica en la parte trasera del espejo	No	N.D.
<b>Solitem; PTC 1800, PTC 3000, PTC 4000</b>	Lámina de Al pulido recubierto por película de óxido reflectante sol-gel.	Al	PVD <sup>(17)</sup> de óxido sol-gel	Hoja de refuerzo de Al de 0,8 mm de grosor sostiene el peso del espejo también de Al, junto con barras longitudinales y costillas por detrás de los espejos.	No	0,89 (PTC 1800); N.D. (PTC 3000, PTC 4000)
<b>Soltigua, PTMx</b>	Espejo de 2ª superficie de vidrio bajo en Fe templado y recubrimiento de Ag	Ag	N.D.	N.D.	No	0,93
<b>Soltigua; FTM, FLT</b>	Hoja de Al pulido	1 <sup>os</sup> : Al.	Pulido de la superficie	No tiene	No	N.D.



		2 <sup>os</sup> :N.D.	reflectante			
<b>Sopogy; SopoFlare, SopoTitan</b>	Espejo de 1 <sup>a</sup> superficie de materiales compuestos. Composición, desde la cara frontal: película de laca solar, película de óxido sol-gel <sup>(18)</sup> , película de Ag mediante PVD, panel sustrato de polímero laminado.	Ag	Aplicación de película sol-gel y de Ag mediante PVD <sup>(17)</sup>	Panel sustrato de polímero laminado.	No	0,94 ( <b>SopoFlare</b> ); 0,95 ( <b>SopoTitan</b> )
<b>Sopogy; SopoNova, SopoHelios</b>	Chapa de Al anodizado	Al anodizado	N.D.	Panel sustrato de polímero laminado.	No	0,89
<b>SRB Energy, UHV</b>	Plancha de Al	Al	N.D.	No	No	N.D.
<b>SunOyster, SunOyster 16</b>	Lámina fina de Al o Ag	1 <sup>os</sup> y 2 <sup>os</sup> : Al o Ag.	N.D.	Panel extruido con estructura tipo sándwich, de materiales compuestos reforzados con fibra de vidrio	No	0,95
<b>Suntrak Synergy, N.D. (CCP grande)</b>	Espejo de vidrio flotado y templado con recubrimiento reflectante.	N.D.	N.D.	N.D.	No	0,94
<b>Suntrak Synergy, N.D. (CCP pequeño)</b>	Lámina fina de Al anodizado	Al	Anodización de la capa superficial del Al.	N.D.	Si	0,9
<b>Tecnología Solar Concentradora (TSC), CCStar</b>	Espejo fragmentado en franjas de espejo ligeramente curvado, compuestas de lámina fina de Al con capa superficial de laca solar protectora del ambiente.	Al	Laca solar	Capa interior de espuma de poliuretano y chapa posterior de acero galvanizado	No	N.D.
<b>Termopower, TCP 150 y TCP 200</b>	Espejo de vidrio templado y doblado de 1 <sup>a</sup> superficie con recubrimiento de Ag, película protectora de Cu y otras, anticorrosivas y protectoras de los agentes medioambientales.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,935 - 0,944
<b>Thermax India, SolPac P60</b>	Lámina de Al	Al	N.D.	N.D.	No	< 0,91
<b>Trivelli Energy, SolarWing EVO</b>	Panel de Al, con tratamiento de endurecimiento superficial y protector, y película Ag, mediante técnicas PVD <sup>(17)</sup>	Ag	PVD <sup>(17)</sup>	Panel extruido de estructura de nido de abeja de policarbonato	No	0,93
<b>TSk Flagsol, HelioTrough</b>	Espejo de vidrio grueso de 2 <sup>a</sup> superficie. Composición, desde la cara frontal del espejo: vidrio recocido bajo en Fe, recubrimiento reflectante de Ag, capas protectoras con y sin Pb.	Ag	N.D.	El propio panel de vidrio aporta rigidez al espejo	No	0,944
<b>Ultra Conserve Pvt, OptiTrough 300</b>	Película reflectante sobre panel sustrato	Al o Ag	N.D.	Panel sustrato de Al tipo sándwich con estructura interna de nido de abeja	No	N.D.
<b>Universidad de Florencia; SALTO 1, SALTO 2</b>	Cinta adhesiva reflectante. Composición, desde la cara frontal del espejo: capa de índice de refracción elevado, capa de bajo índice de refracción, película de Al, capa de adhesivo, lámina sustrato de Al anodizado.	Al	Anodización de la capa sustrato de Al, adhesión de partículas de Al mediante PVD <sup>(17)</sup>	No	No	0,9
<b>Universidad Nacional de Australia, CHAPS doméstico y largo</b>	Espejo de vidrio de bajo contenido en Fe (vidrio blanco) de 2 <sup>a</sup> superficie con revestimiento de Ag laminado sobre hoja de metal (GOML) <sup>(19)</sup>	Ag	N.D.	Chapa metálica tras el espejo (GOML) <sup>(19)</sup>	No	0,91 - 0,935
<b>Vicot Air conditioning, N.D.</b>	Espejo de vidrio de 2 <sup>a</sup> superficie	N.D.	N.D.	N.D.	No	N.D.
<b>Whitestar Energy, W11-C</b>	N.D.	N.D.	N.D.	Panel CCP tras el espejo	Cobertura plana de vidrio plana	N.D.

Notas:

(1) No Disponible (N.D.).

- (2) Este espacio está reservado para mostrar los materiales reflectantes que conforman los espejos concentradores. Dependiendo del tipo de sistema de concentración, cabe la posibilidad de que el módulo monte espejos reflectores secundarios muy próximos a la ubicación del receptor absorbente. Incluso se ha comprobado algún caso aislado, en concentradores de baja concentración, donde los espejos secundarios se encontraban alojados dentro del espacio delimitado por la carcasa transparente del receptor lineal. En caso de incorporar dos etapas de concentración, se indicará si el material reflectante corresponde al espejo primario (1<sup>o</sup>) o secundario (2<sup>o</sup>).
- (3) Es habitual que la estructura del concentrador, o bien algún tipo de subestructura añadida a ésta, se coloque tras los espejos para acomodar éstos y mantenerlos en su posición correcta, fijarlos al concentrador, soportando y transmitiendo su peso al resto de la estructura; y sobre todo para dar rigidez al espejo, impidiendo desviaciones respecto al contorno ideal del concentrador solar.
- (4) Existen diversas soluciones posibles para interponer una cubierta transparente que cubre toda la superficie de apertura del concentrador solar. En concentradores tipo CCP la opción predominante, aunque no la única, son cubiertas planas, o bien óptica inflable, que se sellan con adhesivo o mediante bulones y tornillos al canal cilindro-parabólico en los extremos de la parábola. En otro tipo de concentradores de espejo distribuido, como los concentradores Fresnel, la tendencia es la instalación de una cubierta tipo nave industrial que aisle todo el cuerpo del módulo respecto del exterior, si bien es cierto que en estos sistemas el uso de cubiertas es más inusual.
- (5) BO-PET: tereftalato de polietileno orientado biaxialmente. Nombre comercial: Mylar
- (6) Los perfiles extruidos de aluminio, a modo de costillas, unen los paneles sustrato (el frontal de aluminio y los paneles traseros) formando así una estructura monocasco cerrada "Wing box".  
<http://energy.gov/eere/sunshot/project-profile-system-design-csp-technologies>
- (7) Polimetacrilato de metilo (PMMA)
- (8) El vidrio sodocálcico está compuesto por silicatos de sodio y calcio. Las elevadas concentraciones de Na y Ca pueden llegar hasta el 16-18% y el 15%, respectivamente.
- (9) La elección de este tipo de cubiertas es muy inusual en concentradores tipo Fresnel, casi de carácter excepcional.
- (10) Las películas de laca se añaden como medida de protección ante la corrosión y la abrasión de los agentes medioambientales.
- (11) Polioximetileno o polióxido de metileno (POM), conocido también como poliacetal o poliformaldehído. Es un termoplástico de elevada resistencia mecánica, rigidez y dureza, resistencia a la abrasión y estabilidad dimensional.
- (12) Policloruro de vinilo (PVC)
- (13) La versión actualizada del espejo Alanod MIRO posee una reflectividad especular del 91%.
- (14) Plástico reforzado con fibra de vidrio (PRFV)
- (15) Ilustración de la estructura multicapa del espejo del concentrador solar Mulk Enpar: <http://www.mulkre.com/downloads.html>
- (16) La denominación comercial del panel es SMC clase A.
- (17) Deposición física de vapor, denominada habitualmente por sus siglas en inglés PVD
- (18) Óxido sol-gel protector de la corrosión y de la abrasión. Denominación comercial: Miroclear.
- (19) *Glass On Metal Laminate* (GOML)
- (20) Policarbonato (PC)

### ***5.3.2.3 Receptor, revestimientos selectivos y procesos de fabricación***

En esta sección se analizan los parámetros y tendencias actuales del mercado en materia de tecnologías de recepción y absorción de la radiación incidente, y las bondades de cada una de ellas. Al final del apartado, como viene siendo habitual, y para no entorpecer la lectura del análisis realizado, se presenta una tabla con los parámetros que se considera resumen la idea expuesta (tabla 5.12). Con el mismo objetivo, debido al volumen de información, parte de los parámetros analizados se han mostrado en otras tablas, en el anexo II (tablas 9.6, 9.7 y 9.8). Además de éstas, al final de esta sección las tablas 5.7, 5.8, 5.9, 5.10 y 5.11 recogen las conclusiones a las que se ha llegado respecto de las opciones posibles de recubrimientos selectivos y sus procesos de fabricación.

Así pues, la tabla 5.7 contiene información básica y global acerca de la configuración y estructura de la unidad receptora, como la clasificación del receptor, atendiendo al tipo de energía producida; la configuración y disposición del tubo, según conste el módulo de receptores monotubo o multitubo, y la inclusión de vacío o no en la región anular de éstos, entre el tubo absorbente y la carcasa protectora de vidrio; la configuración del campo solar, es decir, si el flujo de fluido térmico es directo o indirecto, entendiéndose como tal si el fluido circulante por el interior del receptor es el mismo que se entrega en la aplicación final a la que está destinada la instalación (generación directa de calor, o vapor de proceso) o existe una separación física (intercambiador de calor) entre el fluido de trabajo en el campo solar (circuito primario) y el fluido en la aplicación final (circuito secundario); y la configuración de las conexiones entre módulos en serie que forman un mismo SCA o fila, o entre las filas que conforman un lazo.

La tabla 9.7 contiene una descripción más precisa y particularizada de la unidad receptora que monta cada modelo comercial analizado. La tabla 9.7 está reservada para contabilizar los materiales de fabricación de los receptores, tanto del tubo absorbente y cubierta transparente, como de la composición de los recubrimientos selectivos, o parcialmente selectivos que se aplican a las superficies absorbentes, y para agrupar y comparar los parámetros técnicos del receptor, esto es  $\tau$ ,  $\alpha$  y  $\epsilon$ . Además, en caso de que se opte por un servicio externalizado para el aprovisionamiento del tubo receptor, que sustituya la fabricación propia del mismo, se ha incluido el nombre del proveedor y del producto ofrecido. Por último, la tabla 9.8 está dedicada a los posibles fluidos térmicos que utiliza cada modelo comercial, según sus hojas de especificaciones y las instalaciones y proyectos llevados a cabo hasta la fecha por cada empresa. Los registros de instalaciones han sido consultados en las propias páginas web de cada fabricante, y en servidores web y asociaciones de fabricantes, como (CSP World, 2015) y otros comentados anteriormente. Se ha reservado espacio en la tabla para otros aspectos de interés relacionados con el fluido de trabajo circulante por el interior de los tubos: volumen total de fluido circulando por los tubos del circuito primario, flujo volumétrico por  $m^2$  de sección de tubo ( $l/s \cdot m^2$ ), presión máxima del fluido térmico, la pérdida de carga a su paso por el receptor y la velocidad máxima del fluido en el interior mismo.

Con los datos debidamente organizados en dichas tablas, se está en disposición de afirmar que el uso de tubos evacuados es de uso generalizado en aplicaciones de media temperatura superiores a 250 °C y en el mercado de gran escala, ya que además de inhibir las pérdidas por

convección, el vacío evita la degradación a altas temperaturas del recubrimiento selectivo aplicado sobre el tubo absorbedor. Sin embargo, cuando nos referimos a pequeña escala, en aplicaciones de temperatura media o media-baja, entre 100-250 °C, nos encontramos en ocasiones con fabricantes que optan por incorporar tubos aislados no evacuados a sus módulos, en combinación con capas de aislamiento térmico cubriendo parte de la estructura y las superficies traseras de los espejos concentradores. Éste es el caso de la startup alemana Persolar, o algunos otros modelos de Nep Solar o Thermax India, entre otros. Aun así, el uso de tubos no evacuados es más corriente en colectores Fresnel, normalmente con temperaturas de trabajo menores que en tecnología CCP. Esta renuncia a la mejora de las prestaciones del colector se achaca a la necesidad de alcanzar costes cada vez menores para compensar la falta de competitividad en términos de rentabilidad económica frente a otras tecnologías como la fotovoltaica o algunas propias de la ingeniería solar térmica, como algunos modelos de captador solar, o tecnologías de baja concentración como los CPC. La generación de vacío es un proceso costoso, por lo que en determinadas aplicaciones y proyectos donde el coste es un factor predominante sobre la obtención de rendimientos altos, generalmente instalaciones de generación de calor de proceso de forma distribuida y a temperatura relativamente baja, para aplicaciones industriales y en entornos urbanos, donde la superficie de terreno o suelo disponible es escasa y su precio alto, son suficientes los rendimientos térmicos alcanzados con tubos no evacuados y se considera como asumible, por tanto, la obtención de eficiencias inferiores por la ausencia de vacío entre tubo y carcasa.

Respecto a las configuraciones vistas de cavidades receptoras, presentes en módulos de espejos distribuidos, sobre todo en los modelos Fresnel, existe bastante diversidad, influyendo en el diseño aspectos como el tipo de mercado en el que se opere, de pequeña o gran escala, la temperatura de operación, eficiencia y capacidad de generación, resistencia aerodinámica al viento, etc. El diseño de tubo absorbente sin cubierta o cavidad acoplada con reflectores secundarios, es decir, receptores al estilo de módulos CCP, raramente encuentra sitio más allá de en algunos modelos muy simples e ineficientes en CSP de muy pequeño tamaño, o modelos pequeños con receptores fotovoltaicos, como el modelo Fourfold de la empresa Focused Sun. Los procesos de fabricación en estos casos suelen ser característicamente artesanales y su aplicación se reserva para ambientes rurales o nichos de mercado muy localizados. Sufren por problemas de pérdidas ópticas y astigmatismo característicos de la arquitectura tipo Fresnel lineal, por lo que aún con su simpleza y bajo coste, se desaconseja esta opción.

Los diseños monotubos centralizados cerrados abarcan un amplio espectro de aplicaciones en el mercado, puesto que, analizando el total de la muestra de modelos comerciales a los que se ha tenido acceso, se utiliza indistintamente tanto en modelos de pequeño y medio tamaño indicados para la generación de calor en diferentes procesos industriales como en módulos de gran escala destinados a centrales termoeléctricas.

El análisis de la documentación adjunta, así como los contactos llevados a cabo con diversos fabricantes del sector CSP de distintas nacionalidades, permite afirmar que el aluminio es el material más utilizado en los concentradores secundarios, muy por delante de la plata. Por razones económicas, el aluminio predomina en aquellos modelos de pequeña escala y costes más reducidos, mientras que si nos vamos a los modelos de gran tamaño, existe mayor diversidad. Se ha encontrado relación entre la temperatura de aplicación y el material de los

espejos, ya que aquellos módulos Fresnel de nueva generación, que amplían sus temperaturas máximas de operación por encima de los 400 °C, necesitan la máxima reflectividad especular de los espejos para mantener una buena productividad a tan altas temperaturas. Sin embargo, en rangos entre 200°C y 300 °C, los concentradores lineales Fresnel garantizan buenos datos de eficiencia, por lo que tienden a optar por aluminio como material reflectante en pro de mayores ventajas competitivas en el coste por m<sup>2</sup> y de la energía producida.

Los diseños monotubos centralizados cerrados presentan problemas por elevadas pérdidas térmicas hacia las paredes laterales, donde se encuentran los espejos secundarios. Ello se debe, como ya se ha apuntado en alguna ocasión, a que esta configuración de cavidad receptora monta tubos sin cubierta cilíndrica aislante de vidrio alrededor del tubo situado en el interior del cofre. La solución adoptada suele ser limitar las pérdidas térmicas añadiendo un aislante térmico tras los espejos secundarios laterales alojados en el cofre. La elección más habitual es la lana de roca. Los contornos de los espejos secundarios suelen aproximar a espejos CPC o CCP, siendo más habitual los primeros.

En comparación con las anteriores, se considera que las cavidades monotubo abiertas son más eficientes que los modelos de cavidad cerrada, cuando montan tubos aislados y evacuados. La arquitectura del cofre es diferente, ya que ahora no hay una cubierta plana en la zona inferior del cofre responsable del aislamiento térmico del exterior, sino que de ello se encarga una cubierta de vidrio cilíndrica concéntrica con el tubo. La ventaja más importante con la que cuentan estas configuraciones es que puede montar los mismos tubos receptores que los utilizados en concentradores solares tipo CCP. Existe un alto grado de especialización entre los fabricantes de tubos para concentradores CCP de gran escala, por lo que los tubos tecnológicamente están muy desarrollados. Por ello, están orientadas a operar en rangos temperatura más elevados. Además, las cavidades monotubo abiertas son más simples y ligeras que las anteriores. Entre sus desventajas está que el coste global de la unidad receptora aumenta, factor que se ha atribuido a los altos costes de fabricación de los tubos evacuados y de los recubrimientos selectivos que éstos incorporan. Además, la renuncia a colocar una cubierta plana de vidrio que selle la cavidad provoca que tanto espejos como tubo queden más expuestos a la erosión y corrosión de los agentes atmosféricos. La cubierta plana inferior de vidrio limita mucho el ensuciamiento a corto-medio plazo. Sin embargo, aun con ello será conveniente reemplazarla con cierta frecuencia ya que por efecto de la dilatación y la contracción sufridas durante el día y la noche se acaba redirigiendo polvo del ambiente hacia el interior, entrante por las rendijas del cofre, que se adhieren y pegan a las paredes interiores del mismo.

Los cofres multitubo cerrado se barajan con frecuencia entre los modelos de media y gran escala. Esta configuración es la que ostenta mayores superficies de captación, o mejor índice de aprovechamiento de la superficie de captación disponible. Sin embargo, el montaje de los tubos es más laborioso, lento y caro, la superficie de receptor expuesta a pérdidas convectivas es muy superior y las pérdidas por rozamiento del fluido en el interior de los tubos son mayores. Estos inconvenientes podrían explicar una disminución del rendimiento en colectores Fresnel con este tipo de conjunto receptor. Se deduce también que este tipo de diseño puede resultar atractivo para fabricantes que buscan implementar sus modelos Fresnel de tamaño medio en aplicaciones de climatización, generación de frío solar y otras aplicaciones

industriales en la horquilla entre los 100°C y los 200°C. En este intervalo de temperaturas de operación, aun en desventaja con otros modelos de receptor, se mantienen niveles altos de eficiencia térmica. Podrían buscarse las razones para esta elección en la simplicidad del diseño, pero sobre todo en la posibilidad de posicionarse en el mercado destacándose de otros modelos por el bajo coste global que ofrece este receptor, aun teniendo un proceso de montaje quizás más laborioso y lento que los otros tipos de receptor vistos anteriormente.

Los cofres multitubo rectangulares presumen de superficies de captación más anchas, pero los altos ángulos de incidencia limitan en exceso la acción de los espejos secundarios, motivo por el cual en ocasiones se reservan para modelos Fresnel simples, de baja concentración, que prescinden de incorporar una segunda etapa de concentración de la radiación solar. En cuanto al segundo grupo, se deduce que es apto para anchos de apertura muy grandes, siendo éste el factor que determina el ángulo de inclinación óptimo de las paredes laterales.

Las geometrías de la cubierta externa de los cofres, al igual que ocurre con las de las estructuras de soporte de los reflectores primarios y de las torres son otro aspecto a tener en cuenta en el diseño. La muestra de mercado analizada permite observar la preferencia de los contornos semicirculares y polinómicos hexagonales u octogonales en pequeña escala, mientras que en gran escala predomina la diversidad entre contornos semicirculares, rectangulares y trapezoidales.

Las posibles razones en la disparidad de las opciones ofertadas podrían ser la resistencia ejercida al viento lateral y los efectos de sombra que la silueta del conjunto receptor y torre crean sobre los haces de facetas, junto a otros como el ahorro de materiales de construcción. Los cofres tubulares cuentan con superficies mínimas y, por tanto, la proyección de su contorno sobre los reflectores primarios también lo es. Este aspecto es particularmente relevante en pequeña escala, para evitar pérdidas de superficie de apertura significativas debido a efectos de sombreado. Además, son el diseño que permite mayores ahorros en materiales. En cuanto a gran escala, la anchura característica del área frontal del receptor aumenta considerablemente en contornos semicirculares, lo cual aumenta las cargas ejercidas por las ráfagas de viento de costado. En este caso puede ser más interesante elegir una configuración rectangular o trapezoidal, que limite la acción del viento. La desventaja de estos últimos es el incremento de los efectos de sombreado con la anchura bruta del receptor. Sin embargo, aun contando con el crecimiento de la anchura de la sombra para alturas efectivas elevadas del receptor sobre las filas de espejos primarios, la superficie de apertura perdida no supone un problema excesivamente relevante por la anchura del colector y los mayores espacios entre facetas paralelas consecutivas.

Los fluidos térmicos utilizados hoy en día son los tradicionales aceites térmicos, cuya degradación a 400 °C supone una limitación en la  $T_{op}$  y en la eficiencia térmica en ciclos Rankine orgánicos, sales fundidas, agua presurizada o vapor y en algunos casos aire, e incluso hidrógeno. La tecnología de sales fundidas como fluido de trabajo, y no únicamente como fluido de almacenamiento térmico, se ha desarrollado en los últimos años para grandes centrales termoeléctricas para dar solución a los límites técnicos introducidos por los aceites térmicos. Es una tecnología prometedora, con grandes expectativas de futuro, pero se encuentra aún en fases tempranas en lo que respecta a su integración en el mercado. Además,

también presenta sus propios inconvenientes, como su elevado punto de solidificación. Se ha observado sistemas con HTF aire en algún caso en captadores de pequeños tamaños para aplicaciones en la industria, y en algún caso en CCP de gran escala, pero no es nada habitual. Su baja densidad y capacidad calorífica no favorecen su uso en gran escala, porque los tamaños necesarios de colector, con diámetros de receptor y espejos muy grandes, complican la estructura y el giro de los espejos. Se necesitan estructuras muy resistentes y pesadas, de materiales como hormigón, como en el caso del captador CCP de Airlight. El hidrógeno como HTF, por su parte, es una tecnología en desarrollo. Actualmente hay solo unas cuantas instalaciones piloto con captadores CCP.

Respecto a la configuración de los sistemas, directos o indirectos, todos aquellos sistemas que utilizan aceites térmicos o sales fundidas presentan sistemas indirectos, respecto de la aplicación final. Sin embargo, los captadores CCP de gran escala con sales fundidas son sistemas directos, es decir, no presentan intercambiador de calor, respecto de los tanques de almacenamiento.

Respecto al uso de agua presurizada o vapor, es utilizada como fluido térmico en CSP, normalmente en sistemas directos, en pequeña escala con captadores de tipo CCP de pequeño tamaño, de anchura neta en torno a 1- 2 m normalmente, a temperaturas medias de hasta 200-230 °C y presiones relativamente bajas, para generación de vapor de proceso para la industria; y en gran escala, casi en exclusiva, por sistemas Fresnel. Se observa una gran predisposición de los sistemas Fresnel en sistemas de producción directa de vapor (DSG). La mayoría operan con vapor saturado, y los más avanzados consiguen operar a mayores presiones con vapor sobrecalentado, con temperaturas de 300-400 °C. Los motivos del predominio de los sistemas Fresnel en DSG podrían ser varios. Los sistemas de producción directa de vapor operan normalmente a temperaturas entre los 250-350 °C, rango de temperatura óptimo en captadores Fresnel, que se encuentran algo más limitados a temperaturas superiores en comparación con los colectores CCP. Además, el coste de los sistemas Fresnel es inferior al de un concentrador cilindro-parabólico, lo cual compensa su ligera desventaja en rendimiento térmico. Por último, los captadores Fresnel son estructuras simples, de instalación sencilla y de fácil control de funcionamiento, punto importante en sistemas DSG. La llegada de las sales fundidas como fluido térmico al mercado de media temperatura presenta las mismas ventajas que las conseguidas en su aplicación a sistemas CCP, si bien es cierto que en este caso se encuentra en fases aún prematuras de su desarrollo comercial.

Los flujos de fluido por  $m^2$  de área de sección y las presiones de operación se muestran en la tabla 8.8. Los flujos suelen situarse en torno a 0,02 l/s·m<sup>2</sup> normalmente, a tenor de los datos facilitados por fabricantes y laboratorios, y hasta máximos de 0,4-0,5 l/s·m<sup>2</sup>. Las presiones máximas dependen del fluido de trabajo, siendo 6-8 bar máximo con aceites térmicos, y mucho mayores con agua. En pequeña escala se observa presiones máximas de 25-30 bar en modelos estándar, y hasta 60 bar en modelos bajo pedido específico, lo cual encarece el coste. En gran escala, los vapores llegan a presiones superiores a los 100 bar.

Las conexiones entre módulos, o entre filas es un problema en los tipos de captadores que tienen receptor móvil, que suelen ser los captadores CCP. Éstos necesitan conjugar el giro de



los espejos, con el tubo unido a ellos por elementos de sujeción, y para ello pueden utilizar conexiones flexibles o conexiones fijas, Las conexiones flexibles son latiguillos, o mangueras flexibles, recubiertas externamente de aislante térmico para reducir las pérdidas, y las conexiones fijas son tuberías metálicas rígidas, codos, juntas (ball joints), rótulas y cojinetes. En CCP de gran escala lo más común es utilizar conexiones rígidas, combinaciones de tramos rígidos (codos y juntas) con tramos flexibles, porque el rozamiento y la fricción desgastan prematuramente las conexiones flexibles. Por el contrario, en CCP de pequeña escala es muy común la presencia de conexiones flexibles entre módulos consecutivos, o entre el final de fila hasta la tubería colectora rígida, común a todas las filas del campo solar al ser la tubería de transporte. Los modelos modernos CCP con diseño de tubo receptor estacionario, como el captador de Dr. Vetter presentan, entre otras ventajas, poder ahorrarse estos problemas por desgaste de los latiguillos. Además, simplifican el sistema de tuberías al tener, en ocasiones, tubos en U, es decir, conexiones por uno solo de los extremos del módulo. Esto supone grandes ahorros en el coste del captador.

Por otro lado, el resto de tecnologías de concentración (Fresnel, FMSC, lentes Fresnel) utilizan receptores fijos, por lo que no suelen presentar estos problemas, y suelen utilizar conexiones de tuberías rígidas.

Los materiales de los receptores y los revestimientos selectivos vienen recogidos en la tabla 8.7. Los materiales de construcción de los tubos absorbentes, suelen estar fabricados en acero inoxidable, y a veces en Cu. Los tubos receptores de Cu suelen ir asociados a tubos atmosféricos y pinturas solares parcialmente selectivas, o a tubos de vacío con revestimientos de óxidos de titanio ( $TiNO_x$ ).

Existen varios tipos de recubrimientos selectivos, dependiendo fundamentalmente de la temperatura del trabajo del tubo receptor, así como del tipo de tubo, atmosférico o de bajo vacío, y evacuado. El uso de determinados revestimientos supone en ocasiones una limitación en la temperatura máxima de operación del concentrador solar, ya que algunos de estos revestimientos se degradan y pierden sus propiedades al estar expuestos a temperaturas superiores a 200 °C, mientras que otros necesitan de la aplicación de vacío en el tubo, puesto que en este caso la degradación ocurre al contacto del material selectivo con el aire. Así, los colectores solares sin concentración, y algunos de baja concentración, propios de la ingeniería solar térmica de baja concentración, suelen optar por recubrimientos selectivos baratos y pinturas solares, salvo raras excepciones como los colectores planos y de tubos de vacío con recubrimiento de óxido de titanio fabricados por Viessmann. Para aplicaciones de energía termosolar a temperaturas medias entre 100-250 °C el abanico de posibilidades es más abierto. En este rango de temperaturas nos encontramos desde revestimientos selectivos como el cromo o níquel negro a otros tecnológicamente más avanzados como aquellos basados en óxidos, como por ejemplo los recubrimientos multipelícula Cermet. En este segundo grupo estamos haciendo referencia a concentradores solares que a menudo son utilizados en instalaciones para generar calor de proceso de manera distribuida para aplicaciones industriales, fábricas que necesitan vapor a 200-250 °C para diferentes procesos, edificios públicos, hospitales, hoteles y resorts...Por tanto, muchas de estas instalaciones suelen estar localizadas en ambientes urbanos, donde la falta de espacio disponible y el precio del mismo suelen suponer un problema añadido. En muchos proyectos, la existencia de éstos

y otros factores que encarecen el coste repercute en la elección del revestimiento selectivo, optando por recubrimientos como el cromo o el níquel, con propiedades ópticas ligeramente inferiores que otros, cuyo proceso de fabricación es más costoso.

En la industria de energía termosolar a gran escala, es decir, las grandes centrales térmicas, en los últimos años el modelo de tubo está altamente estandarizado, con vacío entre tubo y carcasa y recubrimiento selectivo tipo Cermet, para poder operar a temperaturas cada vez más altas, hasta ahora habitualmente de 400 °C, pero cada vez más temperaturas por encima de 500 °C gracias al uso de nuevos fluidos térmicos como las sales fundidas. Los recubrimientos Cermet utilizados en gran escala se diferencian de los mismos reservados para concentradores de menor tamaño y temperaturas de trabajo menores fundamentalmente en el mayor número de capas de transición entre las capas metálicas internas, altamente reflectantes, y las más externas de diferentes óxidos.

Las ideas recién expuestas, respecto de los recubrimientos selectivos actualmente aplicados en receptores térmicos comerciales en la industria CSP, han sido resumidas en las tablas 5.7, 5.8 y 5.9. La tabla 5.7 está dedicada a los 3 tipos generales de recubrimientos (pinturas solares, recubrimientos intrínsecamente selectivos y recubrimientos multicapa Cermet), descritos en el tema 3 y hace un instante en esta misma sección. Se han registrado sus especificaciones y características técnicas fundamentales, esto es, su absorptividad, su emisividad, la estabilidad térmica máxima del recubrimiento selectivo y el rango de temperaturas a las que está limitada su aplicación, producto de las propiedades anteriores. En el caso de la estabilidad térmica de los recubrimientos Cermet, se ha indicado entre paréntesis que el dato está referido a su aplicación en un ambiente en vacío, ya que en ambiente atmosférico se degrada rápidamente. En la tabla se ha añadido, a modo de comparativa, sus ventajas y desventajas.

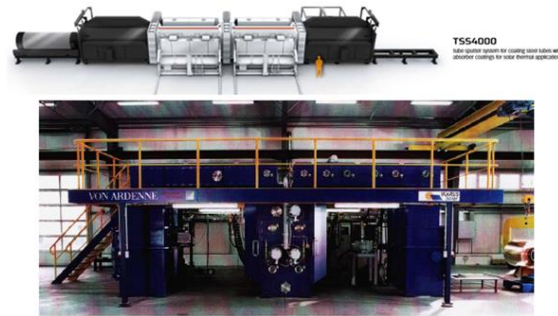
La tabla 5.8 especifica la composición química de los revestimientos selectivos comerciales, y en desarrollo, sus procesos de fabricación y sus características técnicas. De manera similar a la tabla anterior, se ha indicado entre paréntesis el medio a que está referido el valor de la estabilidad térmica, ya sea éste en aire o en vacío. En caso de conocerse, se ha completado el análisis con los tiempos de degradación al estar el revestimiento selectivo expuesto a las temperaturas indicadas y en los medios especificados. Adicionalmente, se ha reservado una columna de la tabla para comentar las propiedades y limitaciones particulares observadas de cada uno de ellos.

Por último, la tabla 5.9 resume y ratifica lo comentado anteriormente acerca del estado e integración de los tipos de revestimientos selectivos en el mercado CSP de media temperatura (100-400 °C), comparando cualitativamente sus costes, los sistemas termosolares de aplicación y su presencia o cuota de mercado, según la muestra de fabricantes analizada, la cual es bastante extensa. Los recubrimientos Cermet dominan el mercado, muy por encima de otro tipo de soluciones. A temperaturas superiores a 250 °C son prácticamente la única opción, salvo un pequeño porcentaje de modelos que utilizan recubrimientos basados en capas de óxidos de titanio y nitruros de aluminio. Sin embargo, en aplicaciones de menos de 250 °C la diversidad es mayor, dependiendo de la  $T_{op}$  en cada caso. La razón está en que el resto de tipos de recubrimientos selectivos son más baratos, y a menudo se utilizan tubos atmosféricos para reducir el coste, lo cual limita el uso de los recubrimientos Cermet. Esta idea concuerda

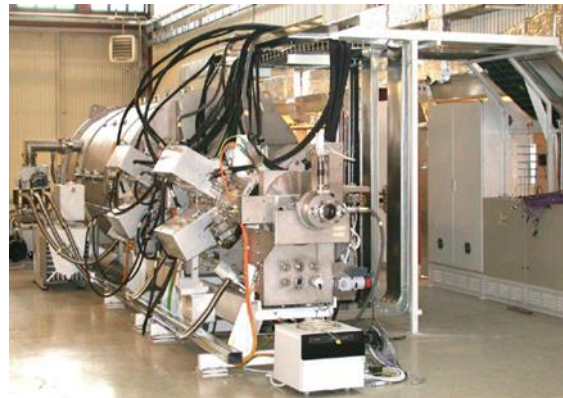
perfectamente con el mercado CSP de pequeña escala, lo cual se demuestra al constatar en la tabla que la distribución de uso de los tipos de revestimientos es similar a lo observado en la columna de la tabla referida a las aplicaciones de menos de 250 °C.

Actualmente, el procedimiento más extendido para la fabricación y aplicación del revestimiento selectivo sobre el tubo metálico se realiza mediante deposición, física o química, de partículas de material selectivo en fase vapor. Esta denominación engloba un grupo de métodos posibles que se clasifican según la tecnología aplicada para la vaporización y posterior deposición de las partículas, siendo la pulverización catódica de partículas el procedimiento más extendido en energía solar de media y alta temperatura. El fundamento básico de este tipo de procesos es la transferencia de átomos del material con buenas propiedades ópticas de fase sólida a vapor, su transporte hasta la superficie externa del tubo receptor y su paso de nuevo a fase sólida mediante deposición sobre dicha superficie, adhiriéndose generalmente a ésta por atracción electroquímica de las partículas al metal y consiguiendo la formación gradual de una película fina de material selectivo. Generalmente la deposición física de material se produce en vacío, o a presión baja. Sin embargo, para conseguir la deposición directa de materiales compuestos, como nitruros metálicos o las capas de óxidos características de los recubrimientos Cermet, se genera la vaporización de las partículas en presencia de un ambiente gaseoso reactivo. Las moléculas de material compuesto generadas se depositan alrededor de toda la superficie de captación del receptor, e irremediablemente también sobre las paredes de la cámara de vacío.

La pulverización catódica es un proceso que consiste en la expulsión de partículas de la superficie de un sólido, que a la postre será el material a depositar, por bombardeo del mismo con partículas de alta densidad energética, cargadas eléctricamente o altamente aceleradas, en vacío. En el choque, se produce la rotura de enlaces en la superficie del sólido, expulsando éste átomos en forma de vapor que condensan sobre el tubo receptor, formando gradualmente una capa fina selectiva. La descarga de partículas se suele producir por plasma o pulverización de un gas inerte, normalmente como el argón, pero también se puede realizar mediante un dispositivo acelerador de partículas, por una fuente de iones o por emisión de partículas de materiales radiactivos. La descarga de plasma se genera mediante aplicación de un campo eléctrico de corriente continua DC, de corriente alterna de radiofrecuencia RF o por aplicación de campos magnéticos (magnetron). Para la formación de materiales compuestos selectivos, tal y como se acaba de comentar, la vaporización de las partículas de la superficie sólida ha de realizarse en un ambiente gaseoso reactivo. Para ello, la descarga de partículas ha de contener también gases como el oxígeno o el nitrógeno, reactivos con las partículas de sólido vaporizadas. Otros PVD que suelen alternar a la pulverización catódica son la deposición por arco catódico, por haz de electrones o por evaporación. Los dos primeros están basados en la vaporización por descarga eléctrica y el último por calentamiento mediante una resistencia.



**Figura 5.36. Maquinaria de fabricación de revestimiento selectivo con sistema de pulverización catódica y sistema de vacío para tubos absorbentes de hasta 90 mm de diámetro y 4 m de longitud. Fuente: Von Ardenne GmbH.**



**Figura 5.37. f Instalación de aplicación de revestimiento selectivo en tubo ENEA/Archimede. Fuente: (Archimede)**

La deposición química de vapor, CVD según sus siglas en inglés, consiste en la expansión uniforme de material selectivo en forma de vapor, en presencia de otros compuestos volátiles, como el oxígeno, el aire o vapor de agua, con los que reacciona a altas temperaturas formando un producto que se deposita sobre la superficie del tubo absorbente. La aplicación de una corriente de gas no reactivo elimina los posibles subproductos volátiles originados en la reacción de los precursores, como se conoce a los reactantes volátiles aplicados. El proceso puede realizarse tanto a presión atmosférica como a baja, o muy baja presión, en ultra vacío, y se caracteriza por generar tasas de deposición bajas y por la alta pureza del material selectivo producido. Las tasas de deposición inferiores a las conseguidas por otro tipo de técnicas como la pulverización catódica tratada anteriormente puede paliarse en parte si el proceso es asistido por la descarga de plasma. La disminución de la presión mejora la uniformidad de película selectiva depositada, así como inhibe reacciones no deseadas entre los precursores.

La deposición física de vapor, y la pulverización catódica en particular, no presentan limitaciones a ningún tipo de material selectivo, o restricciones a la geometría del receptor, con lo que es un proceso apto para cualquier tipo de revestimiento selectivo. PVD presenta otras ventajas que justifican su uso en lugar de otros procesos de revestimiento convencionales, como galvanoplastia y la pintura. Mediante PVD se consiguen capas más delgadas, y se consigue una mayor uniformidad de la superficie selectiva. Son procesos más

eficientes en el consumo de material, y no generan perjuicio al medioambiente, al no permitir fugas al ambiente. Sin embargo, su consumo de energía es elevado, así como el coste de las instalaciones y maquinaria que requieren.

Frente a estas técnicas encontramos otras encuadradas como deposición química líquida (WCD). A este grupo pertenecen los recubrimientos Sol-gel, la galvanoplastia o electrodeposición y la pintura. El método Sol-Gel es una técnica en auge y ampliamente extendida en ingeniería de materiales para la fabricación de materiales y recubrimientos nuevos o ya existentes, pero con gastos de energía sensiblemente reducidos. Los recubrimientos Sol-Gel abarcan desde revestimientos solares absorbentes selectivos en el espectro visible o infrarrojo, basados en materiales cerámicos, óxido de titanio y otros óxidos metálicos, vidrios y capas antirreflectantes de óxido de silicio, materiales conductores de la corriente eléctrica hasta revestimientos antioxidantes y antierosión. El proceso sol-gel parte de uno o más precursores que se mezclan y reaccionan para formar una solución coloidal "Sol" donde la fase dispersa son partículas sólidas de diámetro 1-100 nm en un medio líquido para, tras otras etapas posteriores, acabar formando un gel. Este gel sigue siendo una solución coloidal donde, esta vez, la fase continua, o fase de mayor proporción, es una red tridimensional sólida interconectada, rígida y normalmente porosa, formada por cadenas poliméricas de diámetros del orden de micrómetros en presencia de un medio líquido, el cual constituye la fase dispersa. Hidrólisis, polimerización y policondensación son las principales reacciones químicas a las que son sometidos los precursores, en un proceso Sol-gel que se caracteriza por las siguientes etapas: mezclado, gelificación, envejecimiento, secado y sinterizado. Los precursores que se utilizan son sales metálicas, alcóxidos y compuestos organometálicos. La siguiente ilustración, disponible en la bibliografía consultada, muestra un esquema de las distintas etapas, tecnologías Sol-gel actuales y productos obtenidos.

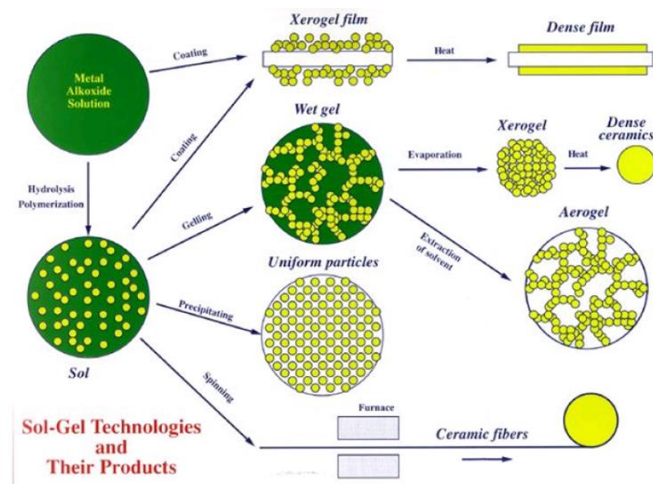


Figura 5.38. Esquema descriptivo de las etapas y productos Sol-gel actualmente. Fuente: (Google imágenes)

La ventajas principales del proceso Sol-Gel son la gran reducción del gasto energético a causa de temperaturas de proceso bajas (200-600 °C) en comparación con otros métodos de fabricación, su bajo coste, el alto nivel de pureza y homogeneidad del producto obtenido, facilidad de adaptación a cualquier geometría del receptor y la simplicidad, versatilidad y capacidad de control del proceso para ajustarse a las características deseadas en el material

selectivo fabricado, controlando de manera precisa sus propiedades y su microestructura. La pureza y el coste del recubrimiento Sol-gel producido vendrán determinados por la pureza previa y el coste de obtención de los materiales precursores utilizados, si bien es cierto que en el caso del coste, éste siempre permanecerá a niveles bajos respecto de otros procesos de fabricación debido a los reducidos costes de capital de los equipos e instalaciones requeridos. Los recubrimientos Sol-gel también suelen presentar problemas que limitan sus aplicaciones industriales: adherencia débil al tubo absorbente, baja resistencia al desgaste, alta permeabilidad y dificultad de control de la porosidad. Sin embargo, su mayor inconveniente reside en la degradación que sufren este tipo de recubrimientos a altas temperaturas, debido a la diferencia de coeficientes de dilatación térmica con el tubo de acero, que crea tensiones térmicas y grietas, provocando una rápida oxidación a altas temperaturas. Las técnicas Sol-gel permiten producir capas gruesas que protejan de la corrosión, pero se tiende a limitar su espesor para evitar la aparición de grietas.

La electrodeposición o galvanoplastia es un proceso electroquímico en el que la deposición en el tubo absorbente se produce por acción de la corriente eléctrica al estar éste sumergido en un medio líquido que contiene una sal del material que debe ser depositado sobre la superficie de captación del tubo. Los electrones del cátodo, el propio tubo, se combinan con los cationes depositados sobre su superficie cedidos previamente por la sal. La principal ventaja de la electrodeposición es la capacidad de reproducción o recuperación de las propiedades de la capa selectiva sin más que repitiendo el proceso. Por otro lado, en el otro lado de la balanza, es un proceso altamente contaminante cuando se producen fugas.

La producción de recubrimientos selectivos mediante procesos de pintado constituye otra técnica a destacar dentro de las denominadas como deposición química líquida. Como se ha comentado anteriormente, a temperaturas de operación bajas representan una alternativa barata a otro tipo de recubrimientos selectivos tecnológicamente más avanzados con procesos de fabricación más complejos, como por ejemplo los revestimientos Cermet. Los recubrimientos pintados se forman por aplicación de una solución de partículas absorbentes de Ge, Si o PbS embebidas en siliconas aglutinantes sobre una capa sustrato altamente reflectante a altas temperaturas. Los materiales selectivos utilizados en este tipo de revestimientos son semiconductores, óxidos metálicos y pigmentos negros, y combinaciones de los mismos. En general, el diseño de la pintura tiene en cuenta espesores variables en función del rango del espectro de radiación en el que se haga la selección. En el caso de no ser así, se introducen en la pintura fragmentos de materiales de baja emitancia a temperaturas elevadas como el aluminio en lugar de la capa sustrato reflectante. Los fragmentos reflectantes introducidos en la pintura son a menudo coloreados mediante pigmentos negros. De nuevo, se hace hincapié en el gran inconveniente de las pinturas, que no es otro que los bajos índices de selectividad que alcanzan, ya que suelen tener emisividades hemisféricas totales relativamente cercanas a sus absorptividades, a menudo superiores a 70%, y en ningún caso inferiores al 50%, debido a la emisividad del aglutinante. Este problema limita el uso de las pinturas solares para aplicaciones a bajas temperaturas hasta 120 °C, aun siendo estables en condiciones atmosféricas a temperaturas muy superiores, tales como 700 °C.

La deposición física de vapor (PVD), tiene aplicaciones no solo dentro de la ingeniería termosolar, sino también en otros sectores como en fotovoltaica de nueva generación para la

formación de las llamadas células solares por deposición de varias capas o películas finas de material semiconductor tal como el silicio no cristalino, o silicio amorfo, sobre una capa sustrato que le sirve de soporte. Fuera de la energía solar también encontramos procesos PVD muchos sectores de la industria, por ejemplo en decoración mediante procesos de aluminizado, o en la aplicación de recubrimientos de alta dureza en herramientas de corte.

Finalmente, y de manera análoga al procedimiento seguido con los revestimientos selectivos analizados, se resumen en datos las deliberaciones y conclusiones alcanzadas con respecto a los procesos de fabricación y aplicación de los recubrimientos, en la tabla 5.10, para el caso de los recubrimientos selectivos, y en la tabla 5.11 para los recubrimientos antirreflectantes aplicados en las cubiertas protectoras de los tubos receptores. Así, la tabla 5.10 recoge en primer lugar la amplitud de los tipos de recubrimientos selectivos que pueden ser fabricados con cada proceso; en segundo, el rango de temperaturas de aplicación, los límites de estabilidad por oxidación térmica y las propiedades selectivas máximas que se consigue alcanzar en aquellos; y finalmente una comparativa a nivel cualitativo del coste de los distintos procesos, atendiendo a lo ya comentado anteriormente. La tabla 5.11 refleja la composición química y transmisividad de los recubrimientos antirreflectantes, que son generalmente aplicados mediante técnicas sol-gel.



**Tabla 5.7. Clasificación de tipos de revestimientos selectivos y sus características principales**

Recubrimiento selectivo	$\alpha$	$\epsilon$	Estabilidad térmica (°C)	Rango de $T_{op}$ (°C)	Ventajas	Inconvenientes
<b>Pinturas solares</b>	0,92	0,45-0,9	700	$\leq 120-135$	Bajo coste, simplicidad, mejor opción en captadores solares sin o de baja concentración para baja temperatura, elevada estabilidad térmica	Índice de selectividad muy pobre
<b>Materiales intrínsecamente selectivos</b>	0,92-0,96	0,15-0,17 (250-300 °C)	200-300	100-230	Barato, propicio para recubrimiento de grandes superficies	Baja estabilidad térmica, rápida degradación a temperaturas medias por mecanismos de difusión del contenido metálico y oxidación
<b>Cermet</b>	0,92-0,95	0,05-0,08 (100 °C), 0,1-0,17 (300-400 °C)	400-600 (vacío)	>250	Muy buenas propiedades ópticas, buen ajuste de la curva de reflectividad al modelo ideal, facilidad de modificación de parámetros para ajustar $\lambda_{opt}$ de cambio de propiedades en la curva, grandes posibilidades de desarrollo a través de nuevas líneas de investigación	Coste equipo e instalaciones, procesos de fabricación complejos, mano de obra altamente cualificada

**Tabla 5.8. Revestimientos selectivos comercializados actualmente**

Recubrimiento selectivo	Proceso	$\alpha$	$\epsilon$	Estabilidad térmica (°C).	Observaciones
<b>Ni negro (NiS-ZnS)</b>	Electrodeposición de Ni sobre sustrato metálico en presencia de cinc y sulfuros	0,88 -0,96	0,03-0,07 (100 °C), 0,1-0,17 ( $\leq$ 200 °C)	200 (en aire)	Degradación en ambientes húmedos y a temperaturas > 200 °C, por lo que no es aplicable a CSP de alta concentración.
<b>Cu negro (Cu-Cu<sub>2</sub>O:Cu)</b>	Electrodeposición, tratamiento químico por exposición a soluciones de HNO <sub>3</sub> y K <sub>2</sub> S <sub>2</sub> O <sub>8</sub>	0,97-0,98	0,02 (100°C)	230-250 (en aire), 350 (vacío)	
<b>Cr negro (Cr-Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)</b>	Electrodeposición	0,92-0,97	0,09 (100°C); 0,156 (300 °C); 0,216 (400°C)	300-350 (aire), 400 (vacío)	
<b>Combinación Ni negro y Co negro</b>	Electrodeposición	0,95	0,1 (100 °C)	500 (aire)	Cobalto negro (Co-Co <sub>3</sub> O <sub>4</sub> ) mejora la estabilidad térmica del Ni, y éste aporta su bajo coste. El alto coste de Co negro limita su aplicación a CSP operando a T>400 °C
<b>CuO</b>	Electrodeposición	0,91	0,18 (100 °C)	>250 (aire)	Gran proyección en mercado CSP basado en expectativas de estabilidad térmica en aire hasta 400 °C
<b>Cermet Cr/Cr<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>	Pulverización catódica	0,92-0,97	0,05-0,08 (100 °C)	350 (en aire)	
<b>Cermet Mo-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>	Pulverización catódica	0,94-0,96	0,11 (300 °C), 0,15-0,16 (350-400 °C)	500 (vacío)	Degradación rápida en condiciones atmosféricas para T>300 °C
<b>Cermet Ni-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>	Pulverización catódica	0,85-0,97	0,08 (100 °C), 0,21 (300-500 °C)	300-500 (aire, 100 h), 500 (vacío)	

<b>Cermet Co-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>	Pulverización catódica	0,92	0,28	400 (aire)	
<b>Cermet TiN<sub>x</sub>O<sub>y</sub></b>	Pulverización catódica	0,92-0,94	0,05-0,06 (100-300 °C)	400 (vacío)	Degradación rápida en aire, o vacío bajo a altas temperaturas. Mejoría con aplicación de capa externa antirreflectante de SiO <sub>2</sub>
<b>Cermet Mo-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>	Pulverización catódica	0,94-0,96	0,11 (300 °C), 0,15-0,16 (350-400 °C)	500 (vacío, 2 h)	Degradación rápida en condiciones atmosféricas para T>300 °C
<b>Cermet W-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y Pt-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>	CVD	0,85	0,04 (100 °C)	> 500-600	Estabilidad térmica a muy alta temperatura
<b>Cermet Al-AlN-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>	Pulverización catódica	0,92-0,97	0,06-0,1 (100 °C)	400-500 (vacío, 30 min)	
<b>Cermet AlN/Al-AlON</b>	Pulverización catódica	0,96	0,08 (80 °C)	400 (vacío)	
<b>Cermet W-AlN</b>	Pulverización catódica	0,92	0,06-0,1 (100 °C)	400-500 (vacío)	
<b>Cermet Mo-AlN</b>	Pulverización catódica	0,92	0,06-0,1 (100 °C)	400-500 (vacío)	
<b>Doble Cermet W-AlN y Mo-AlN</b>	Pulverización catódica	0,92-0,94	0,08-0,1 (350 °C)	500 (vacío, 1 h)	
<b>Cermet Si-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub></b>	Pulverización catódica				Reducido intervalo de λ con propiedades ópticas óptimas (α elevada y baja ε baja) limita sus aplicaciones como recubrimiento selectivo en CSP.

**Tabla 5.9. Estado de uso de los tipos de revestimientos selectivos en el mercado CSP actual**

Recubrimiento selectivo	Coste	Módulos solares de aplicación	Mercado CSP media temperatura (100-250°C) [%]	Mercado media T (T = 250-400°C) [%]	Mercado CSP pequeña escala [%]	Mercado CSP gran escala [%]
-------------------------	-------	-------------------------------	---	-------------------------------------	--------------------------------	-----------------------------

<b>Pinturas solares</b>	Bajo	Captadores solares sin concentración, o $C_g$ muy bajo: paneles solares, CPC, concentradores en V, etc.	13,58	0	17,74	0
<b>Materiales intrínsecamente selectivos (Ni, Cr, Co negro)</b>	Bajo-medio	En pequeña escala, en módulos CCP, Fresnel FMSC, con $T_{op}$ máximas de 200-220 °C.	19,75	0	25,81	0
<b>Películas delgadas, óxidos y nitruros metálicos (TiNO<sub>x</sub>, AlN, ...)</b>	Medio	Captadores de tubos de vacío y módulos de $C_g$ media	4,94	9,52	6,45	0
<b>Cermet</b>	Alto	CSP de media y alta $C_g$ con tubos evacuados.	61,73	90,48	50	100

**Tabla 5.10. Procesos de fabricación del revestimiento selectivo**

Proceso	Recubrimientos	Rango de temperaturas de aplicación (°C)	Estabilidad térmica (°C)	$\alpha$	$\epsilon$	Coste
PVD, pulverización catódica	Multicapa Cermet. Partículas reflectantes de Ni, Co, Mo, W, Ti en matriz de alúmina Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , óxidos de titanio y de cromo.	100 -500	500 (vacío)	0,94-0,98	<0,1	Alto
CVD	Multicapa Cermet. Partículas de metales de transición en matrices de carbón hidrogenado o de combinación de carbón hidrogenado con Si	100-250	250 (en aire)	0,87	0,06 (100 °C)	Alto
Sol-gel absorbente	Ni-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ; SiO <sub>2</sub> /Ni-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> /Ni-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ; SiO <sub>2</sub> -Ni; SiO <sub>2</sub> /Ni/Ni; MgO/Ni-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> /VO <sub>2</sub>	100-300	360 (en aire)	0,78; 0,94; 0,85; 0,89, 0,96	0,12 (250 °C); 0,07 (250 °C); 0,13 (250°C); 0,17	Bajo

					(250°C); 0,1 (250°C)	
Electrodeposición	Níquel negro, cobre negro, Cermet de Cr, Cu y Mo con óxidos de cobre y cromo (Cu-Cu <sub>2</sub> O, CuO, Cr-Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , Mo-Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )	100-350	200 (Ni, en aire), 350 (Cermet Cr-Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , en aire)	0,96 (Ni negro), 0,97 (Cr-Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )	0,046 (Cr-Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub> )	Medio-alto
Pintura	Semiconductores, óxidos metálicos, pigmentación negra	120-135	700 (en aire)	0,83 (Si), 0,91 (Ge), 0,96 (PbS)	0,45-0,9	Muy bajo

**Tabla 5.11. Proceso de aplicación de revestimiento antirreflectante sobre cubierta de vidrio**

Proceso	Recubrimientos	$\tau$
<b>Sol-gel antirreflectante</b>	C-SiO <sub>2</sub> (precursores: Si y etanol; etanol, propanol y agua)	0,93-0,96

Tabla 5.12. Características principales del diseño del receptor en los sistemas solares de media concentración

Fabricante, producto	Tipo receptor	Tipo tubo	Configuración (monotubo, multitubo)	Configuración: flujo directo/indirecto	Conexiones flexibles/rígidas
Aalborg CSP, N.D.	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Rígidas: tubería rígida, juntas rotativas y rótulas
Abengoa; PT-1 y RMT	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Indirecto	Flexibles: latiguillo
Abengoa, PT-2	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	N.D.
Absolicon, T10	Térmico	N.D.	Monotubo	N.D.	Flexibles
Absolicon, MT10	Térmico	N.D.	Monotubo	N.D.	Flexibles
Absolicon, X10 PVT	Híbrido	Atmosférico	Monotubo	Admite directo e indirecto.	Flexibles
Acurex, Acurex 3001	Térmico	N.D.	Monotubo	Indirecto	Flexibles: manguera de gran diámetro
AIRA termosolar, N.D.	Térmico	N.D.	Monotubo	N.D.	Tubería rígida
Airlight Energy, N.D.	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo	Tubería rígida de diámetro grande
Albisa Solar, AT 150	Térmico	Evacuado (10 <sup>-3</sup> bar)	Monotubo	N.D.	Flexible: manguera
Alcoa, N.D.	Térmico	Evacuado	Monotubo	N.D.	N.D.
Alpha-E, AT 350	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Rígidas
Alpha-E, AT 800	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Rígidas
Alsolen Alcen, N.D.	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Indirecto	Rígidas
AM-Brain, K125	Térmico	N.D.	N.D.	Directo	N.D.
Archimede Solar Energy, N.D.	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto. Directo respecto al sistema de almacenamiento.	Latiguillos o mangueras flexibles
Areva Solar, N.D.	Térmico	Atmosférico	Multitubo	Directo (vapor, DSG)	Multitubos rígidos
Arontis Solar Solutions, Solar8	Híbrido	Atmosférico	Monotubo	Directo	Flexibles: latiguillo
BBEnergy, N.D.	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Indirecto (aceite térmico), N.D. (agua, vapor)	Manguera flexible de gran diámetro/tubería rígida
BROAD Air Conditioning, N.D.	Térmico	Evacuado	Monotubo	Directo	Flexibles: latiguillos o mangueras, recubiertas de aislamiento térmico
Button Energy, PARASOL	Térmico	Evacuado	Monotubo	Admite flujo directo (vapor) o indirecto (agua presurizada)	Rígidas
Chromasun, MCT	Admite configuración térmico e híbrido	Atmosférico	Monotubo	N.D.	Mangueras flexibles
Ciemat, FASOL	Térmico	Atmosférico	Monotubo	N.D.	N.D.
Ciemat, CAPSOL	Térmico	Atmosférico	Monotubo	N.D.	Rígidas
CNIM, N.D.	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo (DSG)	Codo y tubería rígida de gran diámetro
Cogenra; T14, SunBase 1.0, SunDeck 1.0, SunDeck PVT 2.0	Híbrido	Atmosférico	Monotubo	Indirecto	Rígidas: tubo metálico rígido de diámetro pequeño
Consorcio europeo, Eurotrough (Skal-ET 150)	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Rígidas: tubería metálica, rótulas y juntas rotativas
Crale Energy Saving; SDFC15, SDFC18, SDFC4, SIFC8	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Codo (rígidas) y manguera flexible
CSIRO, ANU; N.D.	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Indirecto	N.D.
DLR, Fix Focus Trough	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo	Flexible: manguera de gran diámetro
Dr. Vetter, Itcollect	Térmico	Evacuado	Monotubo (tubo en U)	Directo	Rígidas
Elianto, N.D.	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Rígidas: tuberías en U, o codo y tubería vertical
ENEA, N.D.	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto (sales fundidas), directo (hidrógeno)	Manguera flexible unida a tubería rígida mediante junta rotativa
Entech Solar, SolarVolt	Fotovoltaico (admite híbrido)	No tiene	No tiene	Directo	Rígidas
Erfis, Erfitrough	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Rígidas: tubería y rótulas ( <i>swivel joints</i> )

<b>FBK, Digespo</b>	Térmico	Evacuado ( $10^{-2}$ Pa)	Monotubo	Indirecto	Tubería rígida de pequeño diámetro
<b>Feranova, FRT-1C10 y FRT-1C20</b>	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Flexibles: manguera de gran diámetro
<b>Ferasolar, FERA TH 100</b>	Térmico	Evacuado	Monotubo	N.D.	N.D.
<b>Focal Point Energy, FPE40</b>	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo	Tubería rígida de pequeño diámetro
<b>Focused Sun; Fourfold y Microgrid</b>	Híbrido	Atmosférico	N.D.	Directo	Tubería rígida
<b>Fresnex, N.D.</b>	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo	Flexible
<b>GlassPoint Solar, N.D.</b>	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo	Tubería rígida de diámetro grande
<b>Glax Tech, ThermeX</b>	Térmico	Atmosférico	Monotubo	N.D.	Codo y tubería rígida de gran tamaño
<b>Global CSP; MK II, MK III y MK 5</b>	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Indirecto	Codo (rígidas) y latiguillo
<b>Gossamer, 3M; LAT 73</b>	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	N.D.
<b>Greenera Energy, SG1000</b>	Térmico	Atmosférico	Monotubo	N.D.	Rígidas: cojinetes y juntas rotatorias (tubo estacionario)
<b>Helioclim, N.D.</b>	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Rígidas: mangueras rígidas, sin juntas rotatorias (tubo estacionario)
<b>Heliodynamics; HD7.c, HD 10, HD 16</b>	Híbrido	Atmosférico	Multitubo (5 tubos)	Indirecto	N.D.
<b>Himin Solar, Solar Cooker</b>	Térmico	Evacuado ( $10^{-3}$ bar)	Monotubo	Indirecto	Rígidas
<b>Himin Solar, N.D. (Fresnel)</b>	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Admite directo e indirecto	Rígidas
<b>Hitachi Zosen, HSLPF</b>	Térmico	Evacuado	Monotubo	N.D.	N.D.
<b>Huayuan New Energy, HY-Trough-3</b>	Térmico	Evacuado ( $10^{-3}$ bar)	Monotubo	N.D.	Rígidas: mangueras rígidas y rótulas
<b>IMK, CSP- Trough</b>	Térmico	N.D.	Monotubo	N.D.	N.D.
<b>Industrial Solar Technology, IST PT1</b>	Térmico	Atmosférico	Monotubo	N.D.	Flexibles: latiguillos
<b>Industrial Solar thermal Solutions, LF-11</b>	Térmico	Evacuado	Monotubo	Directo (generación directa de vapor (DSG) saturado o sobrecalentado.	Tubería rígida
<b>INERSUR, N.D.</b>	Térmico	Atmosférico	Multitubo (parrilla plana de 8 tubos)	Indirecto	Tubería rígida
<b>Instituto de Investigaciones Eléctricas, N.D.</b>	Térmico	Atmosférico	Monotubo	N.D.	Mangueras flexibles
<b>Inventive Power, Power Trough 110</b>	Térmico	Evacuado	Monotubo	N.D.	N.D.
<b>KGDS, N.D.</b>	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo	Conexiones rígidas
<b>Koluacik, SPT</b>	Térmico	N.D.	Monotubo	N.D.	N.D.
<b>Lanzhou Dacheng, N.D. (CCP)</b>	Térmico	Evacuado	Monotubo	N.D.	
<b>Lanzhou Dacheng, N.D. (Fresnel)</b>	Térmico	N.D.	Monotubo	N.D.	Flexibles
<b>LiteTrough, Gen6</b>	Térmico	N.D.	Monotubo	Directo	N.D.
<b>Menova Engineering; PS 1, PS 2X1, PS 1X2</b>	Híbrido	Atmosférico	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Menova Engineering, PS-35 y PS-140</b>	Admite configuración híbrida, térmico	Atmosférico	Serpentín monotubo	Sistema indirecto	N.D.
<b>Millennium Energy Systems, Milenio</b>	Térmico	Evacuado	Monotubo	Admite configuración directa (DSG) e indirecta según el tipo de aplicación	N.D.
<b>Millionsun Energy, CSPT-L</b>	Térmico	Evacuado ( $10^{-3}$ bar)	Monotubo	Indirecto	Combinación diseño modular rígido y latiguillos
<b>Millionsun Energy, CSPT-H</b>	Térmico	Evacuado ( $10^{-3}$ bar)	Monotubo	Indirecto	Flexibles: latiguillos
<b>Mithras, Lumen 2.3</b>	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Indirecto	Flexibles: latiguillos
<b>Mithras, Lumen 8.4</b>	Térmico	Evacuado ( $10^{-3}$ bar)	Monotubo	Indirecto	Rígidas: manguera rígida y cojinetes



Mulk Enpar, N.D. (CCP)	Térmico	Evacuado ( $10^{-3}$ bar)	Monotubo	Indirecto	Rígidas
Mulk Enpar, N.D. (Fresnel)	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo	N.D.
Nep Solar, PolyTrough 1200 y 1800	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Admite directo e indirecto (aceite)	Cojinetes de deslizamiento y latiguillos
Novatec Solar, DMS	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	N.D.
Novatec Solar Supernova	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	N.D.
Novatec Solar Nova-1	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo	N.D.
PerSolar; TLC-1000	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Indirecto (aceite térmico), N.D. (agua)	Rígidas: tubería rígida de pequeño diámetro y junta rotativa
PerSolar, TLC-24K	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto (aceite térmico), N.D. (agua)	Rígidas: tubería rígida de pequeño diámetro y junta rotativa
Protarget, N.D.	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Indirecto	Mangueras flexibles
Pyron Solar, Power Reef	Fotovoltaico	No tiene	No tiene	N.D.	N.D.
Rackam; S10 y S20	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Flexible: latiguillo
Ronda High Tech, RHT 2500	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Rígidas: tubos rígidos, codos, juntas giratorias ( <i>swivel joint</i> ) y rodamientos de bola.
Royal Tech CSP, Royal Trough	Térmico	Evacuado ( $\leq 10^{-3}$ bar)	Monotubo	N.D.	Rígidas: mangueras rígidas y juntas ( <i>ball joints</i> )
SBP, Ultimate Trough	Térmico	Evacuado ( $\leq 10^{-3}$ bar)	Monotubo	Indirecto	Mangueras flexibles
SENER, Senertrough	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Conexiones con el campo de tuberías por mangueras rígidas y juntas ( <i>ball joints</i> ).
SIJ,DLR,Solitem, Alanod; PTC 1000	Térmico	Evacuado	Monotubo	N.D.	Conexiones fijas, rígidas.
SkyFuel; SkyTrough y SkyTroughDSP	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto <sup>(1)</sup>	Rígidas: codos, mangueras rígidas y rótulas.
SLT Energy, SOL Yatna CSP	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Rígidas: tuberías y rótulas.
Smirro, N.D.	Térmico	N.D.	Monotubo	Indirecto	Codo y latiguillo
Solar Euromed, LFR 500	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo	N.D.
Solar Power Group, Fresdemo	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo	N.D.
Solargenix, Power Roof	Térmico	Evacuado	Monotubo	Directo	Rígidas
Solargenix, SGX-1	Térmico	Evacuado ( $P < 10^{-3}$ mbar)	Monotubo	N.D.	Rígidas: tuberías rígidas, codos, rótulas y cojinetes.
Solarlite, SL 2300	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo	Flexibles: latiguillos
Solarlite, SL 4600	Térmico	Evacuado	Monotubo	Directo	Rígidas: tubería metálica y rótulas
Solarmirrortec, SMT-8	Térmico	Evacuado	Monotubo	N.D.	N.D.
Solarmirrortec, SMT-70	Térmico	Evacuado	Monotubo	Directo	N.D.
SolarXEnergy, Solar X164	Térmico	Evacuado	Monotubo	N.D.	Flexibles: latiguillos
Solel Solar Systems, IND 300	Térmico	Evacuado	Monotubo	Directo (vapor saturado), indirecto (aceite térmico)	Flexibles: latiguillos
Solel Solar Systems, LS-1	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Flexibles: latiguillos
Solel Solar Systems, LS-2	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Flexibles: latiguillos
Solel Solar Systems, LS-3	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Flexibles: latiguillos
Solitem; PTC 1100, PTC 1800, PTC 3000, PTC 4000	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo (vapor de proceso, DSG), indirecto (agua presurizada, aceite térmico)	Latiguillos
Soltigua, PTMx	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo (DSG), indirecto (aceite térmico)	Codo y latiguillo
Soltigua; FTM y FLT	Térmico	Evacuado	Monotubo	Directo (DSG), indirecto (aceite térmico)	Manguera de gran diámetro flexible conecta con tubería rígida a través de un codo.
Sopogy; SopoFlare, SopoNova, SopoHelios	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo (DSG) o indirecto según el tipo de aplicación.	Latiguillos
Sopogy, SopoTitan	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo (DSG) o indirecto según el tipo de	Latiguillos

				aplicación.	
<b>SRB Energy, UHV</b>	Térmico	Evacuado	Receptor plano	N.D.	Tubo fino rígido
<b>SunOyster, SunOyster 16</b>	Híbrido	Evacuado (configuración térmica), atmosférico (configuración híbrida)	Monotubo	N.D.	Latiguillos o mangueras flexibles
<b>Suntrak Synergy, N.D. (CCP grande)</b>	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Rígidas: mangueras o latiguillos rígidos y rótulas ( <i>ball joints</i> )
<b>Suntrak Synergy, N.D. (CCP pequeño)</b>	Térmico	Atmosférico	Monotubo	N.D.	Rígidas: tuberías finas metálicas, juntas y cojinetes.
<b>TSC, CCStar</b>	Térmico	Evacuado	Monotubo	Directo (agua destilada), indirecto (agua con aditivos)	Manguera flexible
<b>Termopower, TCP 150 y TCP 200</b>	Térmico	Evacuado	Monotubo	Directo (sales fundidas), indirecto (aceites minerales)	Codo, tubería rígida y rótulas
<b>Thermax India, SolPac P60</b>	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Directo (vapor), indirecto (agua presurizada)	Manguera flexible
<b>Trivelli Energy, SolarWing EVO</b>	Térmico	Evacuado	Monotubo	Directo (agua) o indirecto (agua glicolada, aceite térmico) según tipo de aplicación	Rígidas: juntas y mangueras rígidas.
<b>Tsk Flagsol, HelioTrough</b>	Térmico	Evacuado	Monotubo	Indirecto	Mangueras rígidas y juntas
<b>Ultra Conserve, OptiTrough 300</b>	Térmico	Atmosférico	Monotubo	Indirecto	Rígidas
<b>Univ. Florencia, SALTO 1 y 2</b>	Térmico	N.D.	Monotubo	Directo (agua), indirecto (aceite térmico)	Codo y mangueras flexibles
<b>Univ. Nacional de Australia, CHAPS (doméstico y largo)</b>	Híbrido	Atmosférico	Monotubo	Indirecto	Rígidas
<b>Vicot Air conditioning, N.D.</b>	Térmico	Evacuado (10 <sup>-2</sup> bar)	Monotubo	Indirecto	Rígidas: tuberías y juntas
<b>Whitestar Energy, W11-C</b>	Térmico	N.D.	Monotubo	Directo	Rígidas: tubos rígidos

Notas:

- (1) La configuración del sistema es indirecta, puesto que el uso de sales fundidas como fluido de trabajo obliga a interponer un intercambiador de calor entre los circuitos primario y secundario, donde se sitúa el bloque de potencia. Sin embargo, respecto al sistema de almacenamiento térmico, el sistema es directo, puesto que el fluido térmico de los tanques de almacenamiento son igualmente sales fundidas (sistema DMS).

### 5.3.2.4 *Sistemas de seguimiento*

Los resultados presentados en esta sección están dedicados a constatar y valorar las soluciones que adoptan los concentradores solares para mantenerse alineados de forma eficaz y precisa respecto de la componente de la irradiación que les es aprovechable, la radiación solar directa incidente,  $G_b$ . En este sentido, se han analizado qué tipos de sistemas de seguimiento, accionamiento y control del sistema son instalados para establecer en cada instante la posición adecuada de los espejos, o lentes, según el tipo de captador solar.

El gran volumen de la muestra de mercado estudiada hace muy difícil la gestión y tratamiento de la información a presentar, por lo que, de manera análoga al procedimiento seguido en otros apartados de este capítulo, se ha tratado de resumir la información en una serie de tablas, en este caso las tablas 5.8 y 9.9. Se trata, por un lado, de que los resultados sean presentados con un cierto orden, estableciendo para ello tablas que contengan parámetros que aborden aspectos relacionados, establecer las tablas por familias de parámetros. Por otra parte, se intenta conjugar esta idea con el objetivo de presentar los aspectos más generales o importantes en esta sección, al final de la misma para no entorpecer el seguimiento del análisis realizado, y ubicar el resto de contenidos en los anexos. Así pues, las variables referentes a la configuración de los sistemas de seguimiento y control se recogen en la tabla 5.8, mientras que la documentación relacionada con las características del sistema de accionamiento se refleja en la tabla 9.9.

En primer lugar, se observa que la práctica totalidad de los sistemas termosolares lineales de media temperatura, como se introdujo ya en el apartado 3.4, utilizan sistemas de seguimiento en 1 eje, siendo incapaces de mantener un ángulo de incidencia nulo. Los sistemas con seguimiento en dos ejes están reservados principalmente en la industria termosolar para aquellos sistemas de alta concentración, que necesitan alcanzar temperaturas de operación muy superiores a las de interés en este estudio, entre 700 °C y 1000 °C. Estas tecnologías son las denominadas torres solares y discos parabólicos con motor Stirling, en el mercado de gran escala, en centrales termoeléctricas de gran capacidad (ver apartado 2.4). Por otra parte, encontramos aplicaciones de seguidores solares de 2 ejes en grandes centrales fotovoltaicas, en paneles fotovoltaicos de alto rendimiento eléctrico, aproximadamente un 40% e incluso rendimientos algo superiores, dado el estado del arte de las células fotovoltaicas de Si. Estos sistemas contienen estructuras con apoyos centrales, que permiten mediante engranajes concéntricos y planetarios girar en torno al eje vertical, o de varios apoyos, que giran en torno a un soporte. El giro respecto del eje horizontal es accionado generalmente por un tubo de torsión tras el panel.

Entre los módulos CSP comerciales de pequeño tamaño, tan sólo se ha encontrado una muestra muy reducida de captadores que incluyesen sistemas de 2 ejes, planteada únicamente en arquitecturas tipo CCP y algunos modelos de lentes Fresnel, térmicos o híbridos, como los captadores CCP de Koluacik y SunOyster. Ello se debe a que el salto en los beneficios adicionales sobre la eficiencia óptica y la generación anual no son lo suficientemente grandes como para compensar las desventajas de los sistemas de 2 ejes. Entre éstas, la consecuencia sin duda más notable es el considerable aumento de peso de la estructura (ver tabla 5.5), cuyo diseño y fabricación resulta, además, bastante más caro y complejo. Otro gran inconveniente

de estos sistemas es el aumento del número de motores de accionamiento, ya que se necesita un motor por cada eje, siendo éstos además individuales para cada módulo. El desgaste de los motores también aumenta, puesto que los sistemas de 2 ejes necesitan un alto nivel de precisión para mantener  $\theta = 0^\circ$ , con lo que el número de intermitencias, es decir, arranques y paradas de los motores, es superior en el caso de los sistemas de 2 ejes. Esto afecta, por tanto, al desgaste por fatiga de los mismos, a las tasas de reparación y recambios, los tiempos y personal de mantenimiento y, en consecuencia, al coste. Las conexiones también se vuelven más complejas entre módulos consecutivos, que además deben ser conexiones flexibles, que también sufren mayores desgastes. La complejidad del sistema de distribución se incrementa, junto con la longitud total del sistema de tuberías. Ello induce mayores pérdidas de carga  $\Delta P$ , y mayores exposiciones a pérdidas térmicas.

Por otra parte, los sistemas de 2 ejes son proclives a problemas de sombreado y bloqueo entre módulos consecutivos. La proyección de las sombras entre módulos sucesivos obliga a un espaciado entre ellos, al que hay que sumar la separación entre filas paralelas. Esto significa que los sistemas de 2 ejes tienen característicamente índices de cobertura del campo solar menores que en el caso de sistemas de un eje de seguimiento.

El desarrollo y nivel de sofisticación del algoritmo del sistema de control y el método de seguimiento es de vital importancia para los sistemas CSP. Tal y como ya se introdujo en la sección 3.4, los algoritmos de control pueden ser más o menos complejos, variando su complejidad según el tipo de aplicación a la que es destinada la instalación solar, y eso afecta tanto al coste de desarrollo de la programación del sistema electrónico, al coste de los equipos, la potencia de cálculo del sistema, y al tipo de motores y sistemas de accionamiento empleados. Al hablar de complejidad del algoritmo nos referimos tanto a la cantidad de variables tenidas en cuenta y la precisión de las ecuaciones y modelos de estimación de la posición solar, como a las iteraciones del sistema y a la frecuencia de reposicionamiento del sistema relativa al Sol.

Los algoritmos de cálculo astronómico resultan más baratos que los sistemas de control basados en la información reportada por sensores solares, ya que éstos son caros y de mantenimiento complejo y frecuente, pero también son menos precisos, y presentan más problemas, en monitorizaciones continuas. Los modelos de estimación del cálculo del ángulo óptimo de inclinación del colector basados en coordenadas astronómicas suelen utilizar recopilaciones de datos meteorológicos históricos de la región, que analizan estadísticamente. Por otra parte, usan las ecuaciones de cálculo de los ángulos solares que se apoyan en la ecuación del tiempo solar. Los algoritmos más modestos calculan los ángulos solares con la ecuación del tiempo basada en el día del año. En estos casos, el proceso iterativo es simple y el algoritmo sencillo de ejecutar. Los sistemas astronómicos más avanzados calculan los parámetros basando la ecuación del tiempo en la hora del día. Este es el caso, por ejemplo de los captadores PT-1 y RMT de Abengoa. En general, en módulos de pequeño tamaño, para aplicaciones industriales donde no se exigen altas precisiones, o temperaturas excesivas, superiores a 200-250 °C, pero que requieren de costes bajos, los sistemas simples con cálculos del tiempo solar basado en el día del año bastan.

Para asegurar el seguimiento, la tendencia que más se está extendiendo actualmente entre los módulos CCP de pequeño y medio tamaño son los sistemas híbridos. Se trata de un sistema de seguimiento "máster" que sería el que actuaría en primera instancia (sensores solares) y, en caso de que éste fallara, entraría en funcionamiento un sistema "esclavo" secundario (programa astronómico), que le transmite al colector en qué posición tiene que estar aunque no esté detectando radiación solar para que esté en la ubicación correcta y en cuanto, por ejemplo, pasen las nubes que están impidiendo la detección de la radiación solar por el sistema máster, esté preparado el colector para seguir captando nuevamente  $G_b$ . En otros módulos, el sistema esclavo se basa en asignar una velocidad de giro constante para un rango de tiempo determinado a partir del momento en que se deja de registrar niveles altos de  $G_b$ .

Los captadores Fresnel y FMSC, en cambio, no necesitan una precisión del sistema de seguimiento elevada, como en el caso de los sistemas CCP. Esto se debe a la gran anchura de la cavidad receptora, a los menores factores de concentración de estos sistemas, y a la introducción de etapas secundarias de concentración junto al receptor. Según los datos ofrecidos por los fabricantes de captadores Fresnel, se observa que es habitual el uso de sistemas astronómicos simples en estos sistemas.

En el diseño del algoritmo del sistema se toma como referencia un cierto ángulo de incidencia máximo. Éste parámetro de diseño sirve para calcular la precisión deseada, o tolerancia del sistema. Este valor se obtiene a partir de la gráfica de distribución del factor de interceptación, para un diámetro de receptor dado. El límite que se considere como mínimo aceptable del factor de interceptación corresponderá a un determinado ancho de difusión o dispersión de la imagen. Ese ancho será el que abarque un cierto ángulo de incidencia, que es el que el fabricante va a tomar en el diseño como tolerancia de diseño. La precisión del sistema influye en la sofisticación del sistema de control y del algoritmo de diseño, en la calidad del sensor solar o de posición necesaria, y en la cantidad de paradas y arranques del motor de accionamiento, lo cual incide en su desgaste.

En resumen de lo comentado hasta ahora, los sistemas más precisos, con tolerancias aproximadas de  $\pm 0,05^\circ$ , son los sistemas CCP de gran escala, con algoritmos astronómicos muy sofisticados, o sistemas híbridos. Los sistemas CCP de pequeña escala tienen tolerancias de  $\pm 0,05-0,2^\circ$  normalmente, con sistemas a menudo híbridos, pero algoritmos astronómicos más simples. En los sistemas concentradores reflectantes (Fresnel y FMSC) las precisiones del sistema de seguimiento son menores, en torno a  $\pm 0,2-0,3^\circ$ , habitualmente. En los sistemas de lentes Fresnel se tienen, dependiendo de su aplicación, sistemas de 1 eje o 2 ejes de seguimiento. En el caso de Pyron Solar, encontramos seguimiento en dos ejes, y precisión  $\pm 0,3^\circ$ . Por último, los pocos modelos de disco parabólico de pequeño tamaño para usos de generación de agua caliente, como por ejemplo el captador italiano Turbocaldo, se basan en sistemas de seguimiento en 2 ejes. Se desconoce en estos casos si predominan los sistemas astronómicos o los seguimientos por sensores solares.

La frecuencia de reposicionamiento y la precisión deseada del posicionamiento afectan directamente, no solo a la sofisticación del software de control y la potencia de procesamiento, sino a las características del motor de accionamiento. Los motores de accionamiento usados en todos los tipos de sistemas CSP de media temperatura, y que en

captadores fotovoltaicos e híbridos también pueden utilizarse, son motores eléctricos: motores de corriente continua (CC) de diferentes voltajes, según el caso (potencia máxima, par motor, longitud del conjunto SCA...); servomotores y motores paso a paso (*stepper motor*). (ver tabla 9.9). Los motores de corriente CC utilizados se caracterizan en general por su bajo precio y relativamente buen par motor, necesario para vencer las resistencias al giro de los espejos (o lentes). Sin embargo, debido a sus velocidades de giro altas, resulta difícil controlar la precisión del ángulo de giro con exactitud. Los servomotores destacan por su capacidad de control de la velocidad y posición, y admiten corriente de alimentación continua y alterna. Estas características se deben a que llevan integrados sistemas electrónicos de control, junto con el engranaje reductor a la salida del motor. Por último, los motores paso a paso ofrecen muy buen control del giro, pero bajo par motor. En realidad lo que hacen estos motores es traducir la señal eléctrica entrante en desplazamientos angulares concretos. Para alta precisión de giro, y elevada frecuencia de reposicionamiento son la mejor opción. Véase, por ejemplo, el caso del fabricante Nep Solar, cuyo captador CCP se reposiciona periódicamente, cada 10 segundos, comparando con un ángulo de referencia.

Los motores paso a paso permiten hasta 300 y 400 pasos por revolución, lo cual significa menos de  $0,05^\circ$ . No son dispositivos caros, y se adaptan bien a sistemas de microgeneración CSP, tanto en CCP ( $D < 1,5\text{-}2\text{ m}$ ) como en Fresnel ( $D < 5\text{-}6\text{ m}$ ;  $D_{\text{faceta}} < 0,2\text{ m}$ ). Por tanto, los motores paso a paso se adaptan bien para conjuntos SCA pequeños, con pares motor muy bajos, y para mayores potencias se utilizan servomotores, y sobre todo motores de CC de mayor voltaje. Las velocidades de giro que imprimen los motores suelen situarse, lógicamente, en el orden de velocidades marcado por las consideraciones astronómicas, ya mencionadas aquí y en los apartados 3.4 y 4.1.2, anteriormente. Sin embargo, ante situaciones de emergencia, las velocidades máximas vistas se encuentran en torno a los  $30^\circ/\text{min}$ . Los rangos de giro máximos en condiciones normales de funcionamiento, es decir, siguiendo el Sol, se sitúa cercano a los  $180^\circ$ , en algunos casos. En otros casos, el sistema comienza a girar los espejos (o lentes) a partir de una cierta altura solar, de tal forma que habitualmente el rango de giro se sitúa en el intervalo  $[-70^\circ, 70^\circ]$ .

Los sistemas de control más comúnmente utilizados, como se adelantó ya en el apartado 3.4, son de bucle cerrado, por sus mejores propiedades en cuanto a la precisión del control y estabilidad del sistema. El control puede ser local en el campo de colectores, o remoto. Localmente se realiza de forma electrónica, mediante dispositivos controladores lógicos programables (PLC) o microcontroladores (Microchips). A distancia el control suele estar centralizado, mediante comunicaciones vía internet (normalmente redes cableadas, pero también wifi) o satélite.

Los sistemas de control tienen otras funciones, a parte del control del seguimiento. Éstas se reflejan en la tabla 5.8, siendo las principales: funcionamiento en condiciones de seguridad (protección ante viento, sobrecalentamiento, flujo insuficiente...) y control de la temperatura máxima admisible (sobrecalentamiento) mediante sensores de control de la temperatura (dispositivos RTD) y control del flujo. Ante estas situaciones el sistema de control ordena el posicionamiento de los espejos (o lentes) en la posición de supervivencia (*stow position*) o desenfoco, respectivamente. Las ráfagas de viento máximas soportables, problema de

especial incidencia en CCP, se recogen en la tabla 9.11, junto con otras condiciones de operatividad del sistema de captación solar.

Por último, queda por comentar los sistemas de accionamiento. Éstos son de tipo mecánico normalmente, aunque también encontramos sistemas neumáticos e hidráulicos. Entre los sistemas mecánicos son muy utilizados los siguientes: sistemas cable-polea (ver captador Sopogy), mecanismos tipo biela-manivela, sistemas de barras extensibles telescópicas (ver Cogenra Sunbase), sistemas de accionamiento directo (*direct drive*). Ver ejemplo OnSun de SkyFuel), sistema de accionamiento por cadenas de engranajes (ver Digespo) y sistemas de rueda de soporte (*supporting wheel, tracking wheel*. Ver Areva Solar en Fresnel y Mulk Enpar y Airlight en CCP). Los sistemas de accionamiento neumático e hidráulico son sistemas basados en cilindros extensibles integrados en postes de soporte, normalmente centrados en el conjunto SCA (*drive pylon*). Los sistemas hidráulicos son aptos para potencias superiores a los sistemas neumáticos.

Los sistemas drive pylon son los más adecuados para la transmisión de grandes pares de torsión. Por ello se encuentra asociado a modelos CCP de gran tamaño. Para modelos de pequeño tamaño no son una opción, por su coste, y porque las exigencias del sistema se pueden satisfacer con sistemas mecánicos más simples y baratos. Los sistemas cable-polea, o correa-polea, son sistemas de accionamiento por rozamiento. Sirven para modelos CCP de tamaño pequeño-medio. Para pares de torsión altos puede llegar a producirse deslizamiento entre la cadena o cable, y la polea. En sistemas de gran tamaño, esta idea, llevada al extremo para evitar los problemas de deslizamiento, e integrar la "polea dentro de la estructura del captador, se convierte en los sistemas de rueda de soporte. La rueda puede ser accionada por un cable o correa, o puede estar dentada (ver el caso de Airlight) y ser accionada por engranaje de tipo tornillo sin fin en su punto de apoyo. En sistemas Fresnel de gran escala estos sistemas se suelen utilizar también, pero la rueda, denominada en este caso anillo habitualmente, tiene un diámetro igual al ancho de faceta. Hay anillos de faceta de hasta 2 m aproximadamente en la actualidad. Los anillos pueden ocasionar pérdidas ópticas por sombreado en los captadores Fresnel, aunque tampoco excesivamente graves.

Los sistemas de accionamiento directo suelen ser sistemas pesados y robustos, especialmente indicados para pares motor altos, por lo que van asociados a módulos de gran escala, con motores de accionamiento potentes. (ver ejemplo OnSun SkyFuel). Se basan en engranajes planetarios conectados directamente al eje de giro del área de apertura. En módulos CCP grandes, por tanto, se utiliza en diseños de tubo de torsión, especialmente. También existen en sistemas Fresnel, con facetas de estructura de tubo de torsión. Una variante de este sistema, indicado para pares de torsión menores, es engranar directamente el eje reductor de salida del motor con un cojinete y/o eje en extremo de la faceta (en el caso de captadores solares de espejos distribuidos) panel concentrador (en caso de captadores CCP). Respecto a las facetas conectadas de esta forma, son aquellas con estructuras monocasco o de perfiles extruidos, estando huecas por dentro.

Se advierte que los sistemas de accionamiento directo, y los sistemas de ruedas de soporte o de poleas y cables tienen un gran inconveniente. Éste no es otro que la necesidad de un motor accionador individual por cada fila de módulos en serie, o en el caso de los captadores Fresnel



y FMSC, por cada fila de facetas. Respecto al caso de los conjuntos SCA de módulos CCP, este aspecto no cambia nada porque los módulos sucesivos se unen en serie, de tal forma que un mecanismo polea-cable puede mover varios módulos en serie. En módulos Fresnel y FMSC esto sí representa un problema, porque obliga a accionar cada faceta de manera individual. Esto aumenta el número de motores y la complejidad del sistema de accionamiento, con lo que los costes se multiplican. La solución es conectar e instalar en cada eje de salida de cada faceta un engranaje y conectar una cadena que engrane todos los ejes simultáneamente. Este sistema de cadenas de engranajes puede adoptarse también en pequeñas instalaciones de módulos CCP posicionados paralelamente, como es el caso de Digespo.

Para el caso de captadores Fresnel con ancho de faceta constante, los sistemas de accionamiento simultáneo de todas las facetas pueden presentar problemas por desenfoco y dispersión en las filas situadas hacia los extremos. La solución en estos casos podría ser poder establecer un cierto huelgo, de tal manera que se pudiera ajustar la separación entre filas de facetas consecutivas.

Otros dos sistemas apropiados para tamaños pequeños y medios son los sistemas biela-manivela y de barras extensibles (ver el captador Cogenra Sunbase y SunDeck PVT). Estos sistemas, de nuevo, a menudo se utilizan para conseguir ahorrar costes en el sistema de accionamiento conectando varias filas de espejos o lentes paralelas. En el primer caso, una biela realiza un giro individualizado en torno al eje de giro de cada espejo, y todas las bielas conectan con una misma barra, normalmente lineal. Esta barra trasmite el mismo movimiento a todas las facetas o módulos CCP pequeños en paralelo. En el segundo caso, la barra forma parte de un sistema triangular, de tal forma que el cambio en la extensión de la misma modifica la inclinación del área de apertura.

Tabla 5.13. Sistemas de seguimiento

Fabricante, módulo	Método de rastreo	Ejes de seguimiento	Precisión del sistema de rastreo (°)	Sistema de control y comunicaciones.	Funciones adicionales del sistema de control
Aalborg CSP, N.D.	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
Abengoa; PT-1 y RMT	Sistema híbrido: algoritmo astronómico basado en la hora del día, y sensores de radiación solar	1 eje	N.D.	Sistema de control con realimentación mediante dispositivos de control local programable (PLC), y control remoto centralizado.	Control de funcionamiento en condiciones de seguridad (protección ante viento, sobrecalentamiento, flujo insuficiente...) mediante válvula de control de la presión y sensores de control de la temperatura (dispositivos RTD)
Abengoa, PT-2	Sensores solares (pirheliómetro)	1 eje	N.D.	Sistema de control en bucle cerrado	N.D.
Absolicon; T10, MT 10 y X10 PVT	Algoritmo astronómico	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
Acurex Solar, Acurex 3001	Sensor solar tipo banda solar ( <i>shadow band</i> )	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
AIRA Termosolar, N.D.	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	Posicionamiento de los espejos primarios en posición de supervivencia contra inclemencias climatológicas: posición horizontal (altas cargas dinámicas por vientos fuertes), posición vertical (granizo). Posicionamiento adecuado según sistema de limpieza correspondiente.
Airlight Energy, N.D.	N.D.	1 eje	± 0,05	N.D.	N.D.
Albisa Solar, AT 150	Algoritmo de la posición solar.	1 eje	± 0,05	N.D.	N.D.
Alcoa, N.D.	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
Alpha-E, AT 350 y AT 800	Sensor solar	1 eje	N.D.	Sistema de control electrónico en bucle cerrado e individualizado para cada módulo.	N.D.
AM-Brain, K125	Sistema de enfoque automático mediante software programable, basado en algoritmos de posición solar	1 eje	N.D.	Software programable	N.D.
Archimede Solar Energy, N.D.	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
Areva Solar, N.D.	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
Arontis Solar Solutions, Solar8	Algoritmo astronómico	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
BBEnergy, N.D.	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
BROAD Air Conditioning, N.D.	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
Button Energy, PARASOL	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
ENEA, N.D.	Sensor solar	1 eje	± 0,046	Control de la posición solar mediante sensores y sistema electrónico. Algoritmo de control de lazo abierto, sin realimentación.	Sistema de bloqueo de funcionamiento y recogida ante condiciones adversas.
Chromasun, MCT	Sensor solar (pirheliómetro) y sensores térmicos a cada extremo del tubo receptor.	1 eje	N.D.	Control electrónico programable centralizado, sistema en bucle cerrado. La señal de realimentación es $\Delta T$ entre la entrada y salida del tubo receptor. Comunicación y transmisión de datos por Internet, protocolo estándar BACnet o Modbus.	N.D.
Ciemat; FASOL y CAPSOL	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
Cogenra; T14, SunBase 1.0, SunDeck 1.0, SunDeck PVT 2.0	N.D.	1 eje	N.D.	Sistema de control remoto a tiempo real. Monitoreo continuo y ajuste según señal de realimentación.	N.D.

<b>Consorcio europeo, EuroTrough</b>	Sistema de seguimiento automático híbrido. Algoritmo basado en la hora solar, y sensores solares, cuya señal es introducida en un codificador rotatorio ( <i>encoder</i> ). Algoritmo de cálculo del vector solar SunPos3.0 (basado en el algoritmo de Michalsky)	1 eje	$\pm 0,044 - 0,172$	Sistema de control del funcionamiento automático en bucle cerrado, y remoto, compuesto por dispositivos PLC y encoder angular óptico con conexión bus SSI. Uso de red RS485, cableada o wifi, o tecnología de radiocontrol.	N.D.
<b>Crale Energy Saving; SDFC15, SDFC18, SDFC4, SIFC8</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>CSIRO y ANU; N.D.</b>	N.D.	1 eje	N.D.	Sistema de control electrónico, controlado por ordenador central. Monitoreo remoto.	N.D.
<b>DLR, Fix Focus Trough</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Dr. Vetter, Itcollect</b>	Algoritmo astronómico	1 eje	N.D.	Control de seguimiento electrónico programable, por microcontrolador (MCU). Programación, monitoreo continuo y control a distancia, a través de Internet.	Funciones de seguridad del sistema de control: vigilancia de la temperatura ( $T_{max}$ ajustable hasta 250 °C), desenfoque ante sobrecalentamiento, control del flujo, función de libro de registro, mantenimiento a distancia.
<b>Elianto, N.D.</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Erfis, Erfitrough</b>	Sistema híbrido: cámara térmica y software basado en algoritmo astronómico (nombre comercial Erfitrac)	1 eje	$\pm 0,05$	Control a distancia mediante red cableada VPN.	Mecanismos de seguridad: control de posición, posición de recogida o de seguridad ante malas condiciones climatológicas ( <i>stowed position</i> )
<b>Feranova; FRT-1C10 y FRT-1C20</b>	N.D.	1 eje	N.D.	Monitoreo remoto	N.D.
<b>Ferasolar, FERA TH 100</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Focal Point Energy, FPE40</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Fundación Bruno Kessler, Digespo</b>	Alineamiento mediante sensores solares de radiación directa. Dispone de medidores de radiación difusa.	1 eje	$\pm 0,1$	Dispositivos de control mecánico y electrónico. Control centralizado y acceso remoto mediante procesador.	Control del flujo de HTF mediante dispositivos mecánicos de control (válvulas de descarga y bombas)
<b>GlassPoint Solar</b>	N.D.	1 eje	N.D.	Sistema de control electrónico	N.D.
<b>Glax Tech, ThermeX</b>	Sensor solar	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Global CSP; MK II, MK III y MK 5</b>	N.D.	2 ejes (MK II, MK III), 1 eje (MK 5)	N.D.	Sistema de control inalámbrico <sup>(1)</sup>	N.D.
<b>Gossamer, 3M; LAT 73</b>	N.D. (nombre comercial Sunlock Tracker)	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Helioclim</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Heliodynamics; HD7.c, HD 10 y HD 16</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	Funciones de protección de los espejos. Desenfoque y recogida ante tormentas, granizadas o nevadas.
<b>Himin Solar, Solar Cooker</b>	Sistema de rastreo holográfico. Fotoreceptores colocados junto al receptor fotovoltaico.	2 ejes	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Hitachi Zosen Corporation, HSLPF</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Huayuan New Energy, HY-Trough-3 y HY-Trough-6</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>IMK, CSP- Trough</b>	Sistema híbrido: sensor solar y algoritmo astronómico	1 eje	N.D.	Sistema de control con realimentación y accionamiento tipo maestro-esclavo. El sistema esclavo o secundario actúa bajo las órdenes del sistema máster o primario, y en caso de fallo de éste.	N.D.

<b>Industrial Solar Technology, PT1</b>	N.D.	1 eje	± 0,05	N.D.	N.D.
<b>Industrial Solar Thermal solutions, LF-11</b>	Seguimiento individualizado de cada fila de espejos por algoritmo astronómico basado en la hora y la posición geográfica del colector. Cálculo de la posición angular óptima de cada espejo según la geometría del colector y la posición del Sol calculada por el algoritmo. Comparación de la posición óptima con la inclinación real de cada espejo y ajuste de la posición del espejo por sensor de inclinación (potenciómetro).	1 eje	N.D.	Sistema de control en bucle cerrado del alineamiento en los espejos primarios, individual para cada fila, y de la potencia de salida mediante PLC (marca Siemens). Control y monitorización remota por LAN o internet. Paquete de monitorización: 2 sensores de temperatura. (modelo PT100) por módulo, medición de flujo másico, sensores de presión, medición de la irradiación solar, webcam	Posición de recogida ( <i>stowed position</i> ), posición específica para limpieza de los espejos, control de la temperatura y la potencia, y control del proceso del proceso de parado y cese de operación. Evasión del estancamiento o sobrecalentamiento
<b>INERSUR, N.D.</b>	Algoritmo astronómico	1 eje	N.D.	Comunicación mediante cableado desde un encoder incremental por módulo.	N.D.
<b>Instituto de Investigaciones Eléctricas, N.D.</b>	Algoritmo astronómico	1 eje	N.D.	Sistema de control informatizado	N.D.
<b>Inventive Power , Power Trough 110</b>	Rastreo mediante sensor solar. Sistema electrónico autónomo mediante sensores para la determinación de la posición del Sol (nombre: Power Tracker X1 o X2, para 1 o 2 ejes).	1 eje	N.D.	Monitoreo remoto. La señal generada por los sensores se codifica y envía a una tarjeta electrónica que controla el movimiento en uno o dos ejes para orientar el concentrador solar.	Seguridad y protección del colector contra vientos fuertes, lluvia y sobre-temperatura del receptor.
<b>KGDS; N.D.</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Kolucik Research &amp; Development; SPT y FPT</b>	Seguimiento por sensores solares. 4 sensores por módulo equipados con sistema ADC	2 ejes	N.D.	Sistema de control electrónico dirigido por microcontroladores MIPS MCU (Microchip DSP Series)	N.D.
<b>LiteTrough, Gen6</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Menova Engineering; PS (CCP), PS-35 y PS-140</b>	N.D. (Rack & Track RT-160)	1 eje (CCP), 2 ejes (PS-35 y PS-140)	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Millennium Energy Systems, Milenio</b>	N.D.	1 eje	N.D.	Control remoto y centralizado. Posibilidad de sistema de control de gestión automática o manual.	N.D.
<b>Millionsun Energy; CSPT-L y CSPT-H</b>	Seguimiento por sensor solar	1 eje	± 2 (CSPT-L), ± 0,05 (CSPT-H)	N.D.	N.D.
<b>Mithras; Lumen 2.3 y Lumen 8.4</b>	N.D.	1 eje	± 0,05	N.D.	N.D.
<b>Mulk Enpar, N.D. (CCP y Fresnel)</b>	N.D.	1 eje	± 0,5	Sistema de control automático programable PLC. Control remoto por radiocontrol (RC) e Internet. Red RS485 cableada o wifi	N.D.
<b>Nep Solar, PolyTrough 1200 y 1800</b>	Algoritmo de cálculo del ángulo del colector basado en recopilación de datos meteorológicos históricos (TMY), y análisis estadísticos de éstos. Reposicionamiento periódico cada 10 segundos comparando con ángulo de referencia. Posible inclusión de sensor de inclinación o sensor solar. Configuración individual para cada módulo.	1 eje	N.D.	Sistema de control remoto en bucle cerrado, controlado por microprocesador, y centralizado mediante red cableada. La señal de realimentación es $\Delta T$ , mediante monitoreo con sensor RTD a la entrada y salida del módulo	Control del flujo en puesta en marcha y condiciones de operación, uniformidad del flujo y control de la presión. Protección ante estancamiento y sobrecalentamiento.
<b>Novatec Solar; DMS, Supernova y Nova-1</b>	Sistema híbrido: algoritmo de posicionamiento solar y sensor solar	1 eje	N.D.	Monitoreo y control remoto mediante Internet. Protocolo de red TCP IP.	N.D.
<b>PerSolar; TLC-1000 y TLC-24K</b>	Sensor solar	1 eje	N.D.	Sistema de control automático y programable de forma remota mediante conexión a Internet.	Control de temperatura máxima admisible, control de posicionamiento y desenfoco ante malas condiciones climatológicas mediante sensores de vibración.
<b>Protarget, N.D.</b>	Algoritmo basado en coordenadas astronómicas.	1 eje	± 0,029	Gestión remota del sistema, hasta 600 km de	N.D.

				distancia. Sistema de gestión autónomo y automático mediante PLC en campo solar. Monitoreo a distancia de los parámetros críticos del sistema, y del comportamiento de la bomba del circuito del fluido térmico. Comunicaciones vía Internet y/o satélite.	
<b>Pyron Solar, Power Reef</b>	Sensor solar	2 ejes	± 0,29	N.D.	N.D.
<b>Rackam; S10 y S20</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	Protección contra condiciones climatológicas adversas (lluvia, nieve, granizo, polvo, tormentas de arena, vientos fuertes)
<b>Ronda High Tech, RHT 2500 Trough</b>	N.D. (Ronda Tracking Control)	1 eje	N.D.	Sistema de control local mediante PLC	N.D.
<b>Royal Tech CSP, Royal Trough</b>	Algoritmo de posicionamiento basado en la hora	1 eje	± 0,115	Sistema de control programable.	N.D.
<b>SBP, Ultimate Trough</b>	N.D.	1 eje	N.D.	Sistema de control automático	N.D.
<b>SENER, Senertrough</b>	N.D.	1 eje	N.D.	Sistema de control en bucle abierto.	N.D.
<b>SHAP, N.D. (CCP)</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SIJ, DLR, PTC 1000</b>	Sensores solares	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SkyFuel; Skytrough y SkyTroughDSP</b>	Algoritmo de posicionamiento solar basado en la hora solar y en datos meteorológicos históricos. Monitoreo de los parámetros y rendimiento del captador solar a tiempo real. Comparación del ángulo de inclinación real con el de referencia mediante inclinómetro. (Nombre comercial: SkyTrakker)	1 eje	± 0,06	Control remoto y centralizado. Comunicaciones vía bus serie USB (estándar RS-485) cableado o wifi. Microprocesador calcula y monitorea la posición del Sol, y controla la posición del concentrador solar mediante la señal de realimentación proporcionada por un inclinómetro.	N.D.
<b>SLT Energy LTD, SOL Yatna CSP</b>	N.D.	1 eje	± 0,08	N.D.	N.D.
<b>Smirro, N.D.</b>	Sistema híbrido: sistema principal o máster basado en sensor solar, y sistema secundario o esclavo basado en algoritmo astronómico. El sistema esclavo transmite al colector en qué posición tiene que estar aunque no esté detectando radiación solar para mantenerlo en la ubicación correcta hasta que el origen de la caída de $G_b$ desaparezca, volviendo así a actuar el sistema principal.	1 eje	N.D.	Control en bucle cerrado basado en un sistema máster-esclavo. El sistema principal, o máster, actúa en primera instancia, y el secundario en caso de fallo del sistema máster o de desaparición temporal de fuente de radiación directa.	N.D.
<b>Solar Euromed, LFR 500</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Solar Power Group, Fresdemo</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Solargenix, Power Roof</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Solargenix, SGX-1</b>	Sensor solar	1 eje	± 0,344	Controladores locales, o de campo, de la posición solar. Gestión y monitorización del campo centralizada y remota mediante conexión de red.	Recopilación en tiempo real de valores de parámetros de funcionamiento. Identificación de posibles situaciones y condiciones de emergencia.
<b>Solarlite; SL 2300 y SL 4600</b>	N.D.	1 eje	± 0,05	N.D.	N.D.
<b>Solarmirrortec; SMT-8 y SMT-70</b>	Sistema híbrido. Algoritmos basados en coordenadas astronómicas, y reajuste mediante sensores de la posición angular del panel y pirheliómetro.	1 eje	± 0,05	Sistema de control, monitoreo y mantenimiento remoto.	N.D.
<b>SolarXEnergy, Solar X164</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Solel, IND 300</b>	Sistema híbrido: algoritmo astronómico y sensor solar e inclinómetro.	1 eje	± 0,1	PLC montado en el pilón central ( <i>drive pylon</i> ) del módulo. Sistema de control en bucle cerrado.	Protección ante sobrecalentamiento mediante sensores de temperatura a la entrada y salida del módulo.
<b>Solel; LS-1, LS-2 y LS-3</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.

<b>Solitem; PTC 1100, PTC 1800, PTC 3000 y PTC 4000</b>	Sistema de seguimiento discreto, basado en cálculos astronómicos de la posición del Sol.	1 eje	$\pm 0,1$	Capacidad de funcionamiento automático mediante PLC. Monitoreo remoto vía Internet.	N.D.
<b>Soltigua; PTMx, FTM y FLT</b>	Algoritmo astronómico	1 eje	N.D.	Dispositivos de control local PLC, y monitoreo remoto. Comunicaciones mediante red LAN	Recopilación datos ( $P_{HTF}$ , $T_{HTF}$ , $Q_{HTF}$ ) mediante red de sensores. Tratamiento de la información y diagnóstico de incidencias o emergencias en tiempo real. Control del funcionamiento bajo condiciones de seguridad: repliegue ante condiciones climatológicas adversas (rachas de viento, granizo, lluvia), bajo flujo, o sobrecalentamiento.
<b>Sopogy; SopoFlare, SopoNova, SopoHelios, SopoTitan</b>	Algoritmo astronómico	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SRB Energy, UHV</b>	Sin seguimiento	Sin seguimiento	Sin seguimiento	Sin seguimiento	Sin seguimiento
<b>SunOyster Systems, N.D.</b>	Algoritmo basado en la hora solar y en la localización ( <i>geo-position</i> )	2 ejes	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Suntrak Synergy, N.D. (CCP pequeño y grande)</b>	Algoritmo astronómico, e inclinómetro y fotosensor	1 eje	N.D.	Sistema electrónico de control en bucle cerrado gobernado por microcontrolador (Bosch y Siemens)	Red de sensores (inclinómetros, sensores térmicos, de presión y flujo) para controlar las condiciones de seguridad
<b>Tecnología Solar Concentradora, N.D.</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Thermax India, SolPac P60</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Trivelli Energy, SolarWing EVO</b>	Seguimiento basado en sensor solar. La instalación incluye una estación solar (pirheliómetro + anemómetro de molinete + termómetro).	1 eje	N.D.	Control remoto	Garantizar condiciones de seguridad: desenfoco ante sobrecalentamiento y vientos fuertes. Recopilación y registro de datos e incidencias.
<b>Tsk Flagsol, HelioTrough</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Ultra Conserve, OptiTrough 300</b>	Sistema basado en algoritmo de la posición solar.	1 eje	N.D.	Control remoto	N.D.
<b>Univ. Florencia, SALTO 1 y 2</b>	N.D.	1 eje	$\pm 0,2$	N.D.	N.D.
<b>Univ. Nacional de Australia, CHAPS (doméstico y largo)</b>	N.D.	2 ejes (doméstico), 1 eje (largo)	$\pm 0,2$	Sistema de control eléctrico. Comunicación mediante red cableada.	N.D.
<b>Vicot Air conditioning, N.D.</b>	N.D.	1 eje	N.D.	N.D.	Protección ante condiciones climatológicas adversas
<b>Whitestar Energy, W11-C</b>	N.D. (Nombre comercial Star Trak)	1 eje	N.D.	N.D.	N.D.

Notas:

(1) Previsión de control cableado para futuros módulos de mayor tamaño.



### 5.3.3 Parámetros energéticos

Llegados a este punto, se va a proceder a valorar los resultados de los ensayos aplicados a los diferentes módulos estudiados, partiendo de las fuentes directas, como son las especificaciones propias de los fabricantes, o fuentes externas procedentes de distintos laboratorios de prestigio, y según la normativa europea debidamente pormenorizada en la sección 4.6.2. Dado que se pretende analizar el nivel de las prestaciones alcanzables según las tecnologías de concentración vistas anteriormente y el tamaño o  $C_g$  del captador solar, se ha realizado un análisis comparativo centrado en el rendimiento térmico de la instalación, según el incremento del salto de temperaturas ( $\Delta T/G_b$ ). Primero se analiza cada tipo de tecnología por separado, para converger finalmente en gráficas que comparan todas las opciones ofrecidas por el mercado de CSP de baja y media temperatura.

Para ello, se ha procedido de la siguiente forma. Se ha elaborado la tabla 9.10 con todos los aspectos considerados relevantes y relacionados con el rendimiento y producción, para cada modelo de la muestra de captadores solares analizada. Por razones de espacio, dicha tabla se muestra en el anexo II, sección 9.4.1. Para tener una visión más directa de los rendimientos según el tipo de tecnología de concentración, se ha elaborado a partir de ella la tabla 5.16, incluida al final de esta sección. Ésta contiene toda la información relacionada con los rendimientos ópticos y térmicos, a través de los coeficientes de la curva de normalización del captador solar y el factor de interceptación, así como la temperatura de operación máxima del módulo según sus especificaciones e instalaciones existentes investigadas, y el tipo de tecnología de concentración del módulo. En algunos casos, se ha reflejado, no solo la  $T_{op}$  máxima, sino el rango completo de temperaturas de operación para el cual resulta indicado el sistema en la práctica. Además, el análisis del factor de interceptación, según el tipo de tecnología de concentración y el ángulo de bordes ( $\psi_{rim}$ ), ha sido tratado en la sección 5.3.1.

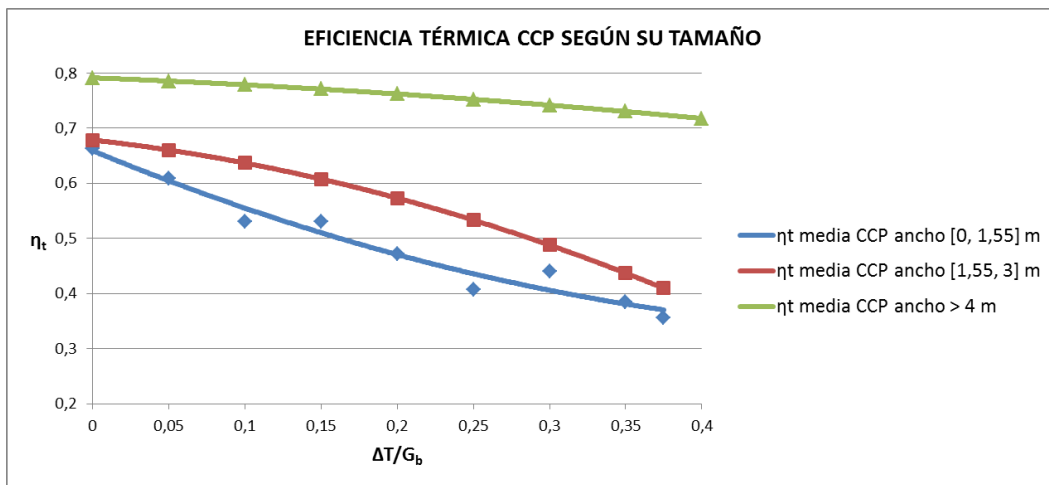
Por otra parte, la tabla 9.11 contiene información relacionada con las condiciones de operatividad de los sistemas de captación solar estudiados.

Debido a la gran diferencia en el factor de concentración, así como del nivel tecnológico, entre pequeña y gran escala, se ha querido separar entre estos dos sectores del mercado, para poder comparar el estado del arte según el tipo de mercado.

Los captadores CCP se han dividido en 3 grupos, buscando características comunes, según su ancho de apertura. El incremento del ancho de apertura de los espejos (o lentes) es la forma principal, junto con el diámetro del tubo receptor, de establecer un nivel de  $C_g$ . Dado que el diámetro del receptor es similar dentro cada uno de estos 3 grupos, hablar de la variación del ancho de apertura es hablar de la variación del factor de concentración. Además, los campos de aplicación dentro de cada uno de estos grupos resultan bastante similares y homogéneos. Los dos primeros grupos, los cuales contemplan rangos de anchura entre 0,5 m y 1,5 m, y 1,5 m hasta 3,5 m, respectivamente, pertenecen a lo que se considera micro-generación y pequeña y mediana escala. El tercer caso contempla módulos CCP de  $D > 4$  m. Por la gráfica 9.1, la cual contiene las curvas de eficiencia de todos los modelos CCP de pequeña escala presentes actualmente en el mercado, además de comprobar que resulta inabordable el análisis debido a la gran cantidad de fabricantes presentes, se adivina un comportamiento



diferente entre los subgrupos comentados de pequeña escala en CCP. Una gráfica similar, para el caso de captadores solares CCP de gran escala, se presenta igualmente en el anexo, como tabla 9.2.

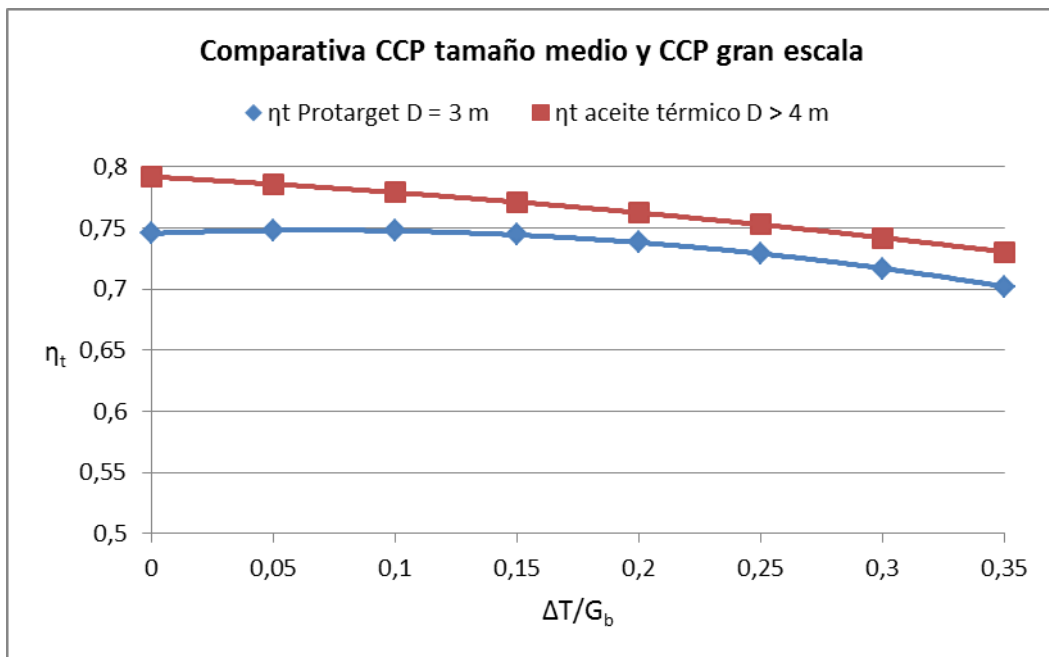


**Figura 5.39. Comparativa curva  $\eta_t$  característica en CCP según tamaño**

Tras separar los modelos CCP según los grupos ya comentados, en cada uno de estos grupos se ha procedido a calcular una curva media característica de la eficiencia térmica de los captadores según la variación de temperatura de operación del fluido circulante por el interior de los tubos. El resultado de agrupar las 3 curvas de  $\eta_t$  representativas de cada grupo se puede ver en la gráfica 5.39. La diferencia entre los módulos de pequeño tamaño frente a la curva representativa de los módulos de gran escala es notable, y creciente, según se incrementa el salto entre la temperatura media del fluido en el interior del receptor y la temperatura ambiente, para una irradiación normal directa  $G_b$  dada. Ello se debe a varios factores. En primer lugar, respecto a la eficiencia óptica, los espejos utilizados en gran escala suelen ser espejos de Ag, con un control exhaustivo del contorno parabólico del espejo, mientras que en pequeña escala es mucho más común recubrimientos reflectantes de Al para abaratar costes, y los procesos de fabricación y doblado no son tan exigentes. Además, las estructuras CCP de pequeño tamaño son menos rígidas que sus equivalentes mayor tamaño, puesto que se busca la ligereza con materiales menos resistentes mecánicamente. Por otra parte, los recubrimientos selectivos en gran escala son tipo Cermet, con niveles superiores en cuanto absorptividad respecto de la radiación incidente a temperatura ambiente. Además, y ésta es la mayor contribución en cuanto a la diferencia en  $\eta_o$ , los captadores CCP aumentan el diámetro óptico del tubo receptor hasta prácticamente cubrir el total del ancho de la imagen del haz de rayos reflejados desde los espejos, hecho factible gracias a la baja emisividad de los recubrimientos selectivos Cermet, con lo que el factor de interceptación es muy próximo al 100%. En los módulos CCP de menor tamaño no se recomiendan incrementos del diámetro, porque las pérdidas térmicas crecerían considerablemente.

Respecto al incremento de  $\eta_t$  según se incrementa la temperatura de trabajo, la razón está en la diferencia en la tecnología empleada en los tubos receptores en pequeña escala respecto a gran escala. En los primeros, los tubos suelen ser evacuados, con lo que las pérdidas térmicas aumentan por la convección hacia la cubierta de vidrio, y los revestimientos selectivos asociados (Ni, Cr negro) presentan propiedades menos selectivas a altas temperaturas.

Por otra parte, los módulos en el mercado de pequeña escala suelen utilizar agua, porque es barata y su calor específico le confiere buenas propiedades para transportar el calor. Además, con la tecnología actual, las altas presiones de trabajo con agua entre 150 °C y 250 °C es un problema asumible. En cualquier caso, la tabla 5.40 muestra el caso de un módulo de tamaño medio enfocado al sector termoeléctrico, principalmente, que usa aceite térmico, comparado con la eficiencia media característica de módulos CCP con aceite térmico como HTF. Como sus hermanos de mayor talla, incorpora espejos y tubo receptor de alto desarrollo tecnológico, con reflectores de plata, tubo evacuado y revestimiento tipo Cermet. Como puede comprobarse, en este caso la diferencia en la eficiencia térmica de uno y otro caso es sensiblemente inferior.



**Figura 5.40. Comparativa entre CCP avanzado tamaño medio (Protarget) y modelos CCP de gran escala.**

Debido a la degradación del aceite térmico a temperaturas superiores a los 400 °C, la ingeniería termosolar lleva tiempo buscando fluidos sustitutos que ofrezcan buenas propiedades compatibles con una buena gestión del funcionamiento de la central, y que no presenten problemas a bajas temperaturas, como ocurre con las sales fundidas por debajo de 290 °C. Actualmente existen modelos que ya usan sales fundidas, y se está investigando la aplicación de otros fluidos como el hidrógeno. Además, con el caso de Airlight, también tenemos en el mercado un captador CCP con aire. Es gratis como materia prima, pero su baja capacidad calorífica y densidad obligan a diámetros de tubo receptor y tamaños del sistema de concentración muy grandes, con estructuras muy pesadas y grandes resistencias al viento. Las ráfagas de viento de costado representan un gran problema de la tecnología CCP, más si cabe al comparar con otros tipos de captadores, como los módulos Fresnel y FMSC. En la gráfica 9.11 se recogen las condiciones de operatividad de los sistemas estudiados. Los datos recopilados en ella (velocidad de viento en operación y con espejos en posición de supervivencia) ratifican lo dicho, con velocidades máximas de viento en condiciones de operación de hasta 25-30 m/s, en el caso de módulos CCP de pequeño tamaño, y entre 15-20

m/s en el caso de CCP de gran escala, mientras que los módulos Fresnel pueden operar sin problemas hasta rachas de viento de 30-40 m/s.

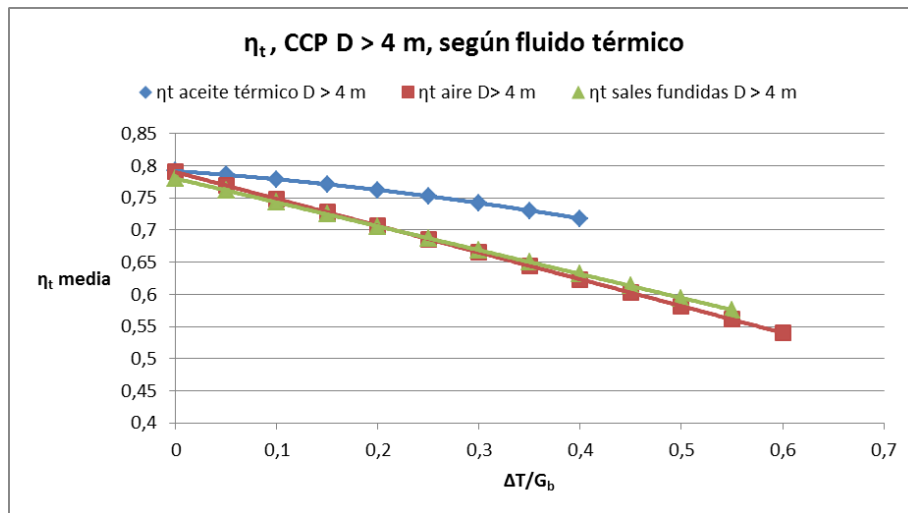


Figura 5.41. CCP gran escala, diferentes fluidos térmicos

No se ha querido dejar fuera de este estudio las arquitecturas CCP dedicadas a generación híbrida. Estos módulos montan receptores fotovoltaicos frontales y tubos traseros, normalmente de cobre o acero, para refrigerar las bandas fotovoltaicas. En ocasiones también se opta por tubos de sección rectangular o diferentes perfiles extruidos, para aumentar el área de contacto y con ello la transferencia de calor al tubo absorbente. La gráfica 9.3 muestra el comportamiento de algunos CCP híbridos con desarrollo comercial actualmente. La mejoría conseguida mediante sistemas con seguimiento en 2 ejes frente al rendimiento conseguido en los modelos con seguimiento en un solo eje, aspecto reflejado en la gráfica 5.42, puede hacer viables económicamente modelos híbridos dedicados a aplicaciones de cogeneración con producción solar térmica hasta los 120-140 °C, y espacios disponibles reducidos, como en azoteas en zonas residenciales o en empresas del sector servicios, o en pequeñas industrias.

Lógicamente, si comparamos las curvas de eficiencia térmica, encontramos una gran desventaja en los modelos híbridos respecto de los CCP térmicos. Sin embargo, lo que hay que comparar en este caso es la producción energética total en uno y otro caso, lo cual se recoge en la gráfica 5.43 en el caso de los modelos híbridos, y en la tabla 9.10 en el caso de los módulos CCP térmicos. En la gráfica se muestra que los módulos CCP híbridos llegan a alcanzar potencias combinadas, entre potencias eléctrica y térmica, en torno a 0,55-0,6 kW/m<sup>2</sup>, mientras que en los módulos CCP de tamaño similar (pequeña y media escala) se extraen potencias máximas por unidad de área de apertura entre 0,6-0,65 kW/m<sup>2</sup>, dependiendo de las características del modelo comercial. Los puntos sombreados en la gráfica 5.43 corresponden al modelo SunOyster, con seguimiento en 2 ejes.

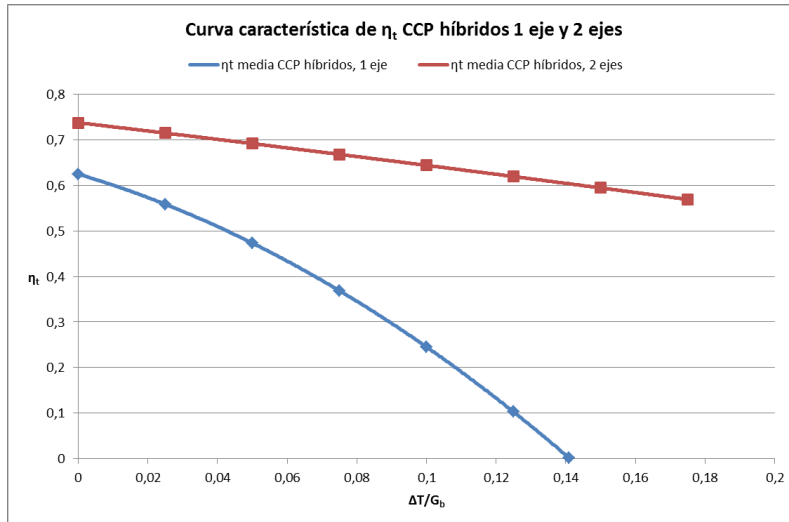


Figura 5.42. Curva característica CCP híbridos con seguimiento en 1 eje o en 2 ejes

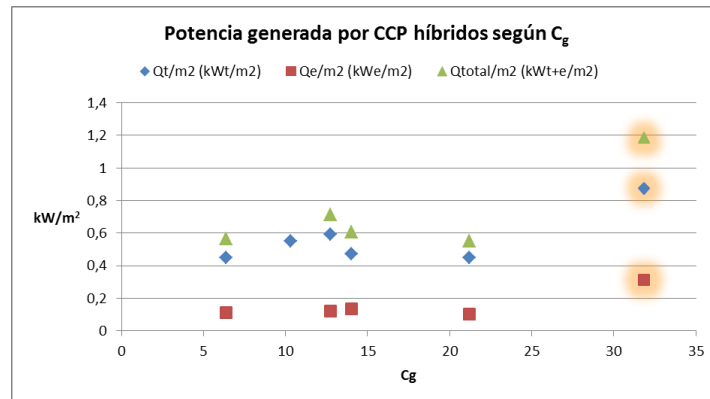


Figura 5.43. Potencia eléctrica, térmica y total generada por concentradores CCP híbridos

De forma análoga al procedimiento seguido en los captadores CCP, se ha procedido a separar la muestra de módulos Fresnel comerciales estudiados en grupos, por anchos de apertura neta similares. Así, de nuevo tenemos 3 grupos, con anchuras netas de 1-2 m, 3,5-4,5 m y 10-20 m.

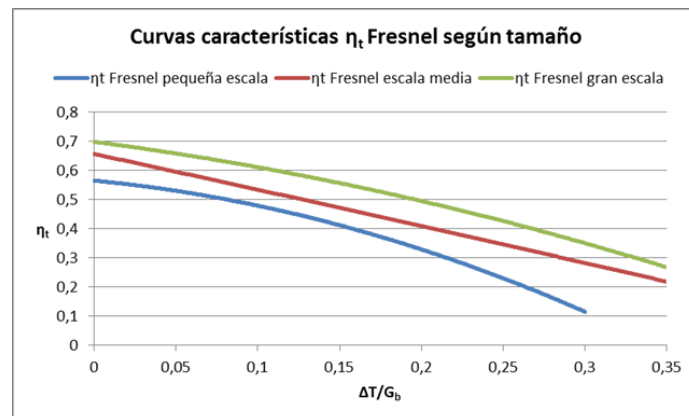


Figura 5.44. Curva eficiencia térmica módulos Fresnel según tamaño

A diferencia de lo que ocurre con los captadores CCP, solo se aprecia una diferencia notable en lo respectivo al rendimiento óptico del captador, pero no se observa gran diferencia entre las curvas de pérdidas térmicas entre módulos Fresnel de pequeño y gran tamaño. Como se ha tratado ya anteriormente, los módulos Fresnel de gran tamaño están muy enfocados a la producción directa de vapor (DSG) con costes muy competitivos que compensen las desventajas en rendimiento respecto de los módulos CCP. Debido a esto, frecuentemente utilizan tubos receptores atmosféricos aislados térmicamente del exterior. Aun con ello, las pérdidas convectivas no pueden despreciarse. Al ser las técnicas aplicadas en pequeña y gran escala similares, resulta lógico que la pendiente de la curva característica del rendimiento sea parecida.

La argumentación expuesta hasta el momento nos ha llevado a poder establecer diferencias entre los mercados CSP de pequeña y gran escala, para un mismo tipo de tecnología de concentración analizada. Las gráficas 5.45 y 5.46 culminan el análisis comparando resultados entre distintos tipos de captadores solares. En pequeña y mediana escala, debido a que las tecnologías estudiadas pueden aplicarse también en temperaturas bajas, cercanas a los 100 °C, se ha creído conveniente incluir en la comparativa tecnologías de captación solar sin concentración, o de muy baja concentración. Mientras que éstas últimas poseen  $\eta_0$  muy altos, en especial los paneles solares, y rendimientos superiores a bajas temperaturas, sobre todo los tubos de vacío, a partir de  $\Delta T/G_b \approx 0,1-0,15$ , las diferentes tecnologías de media concentración sacan ventaja. Sorprende en este aspecto la tecnología FMSC, que resulta la más rentable energéticamente entre  $\Delta T/G_b \approx 0,1-0,15$ , junto con los captadores CCP. Es a partir de entonces cuando éstos dominan absolutamente sobre el resto de tecnologías de captación solar. Igualmente, resulta inesperado por excesiva, la diferencia media en rendimiento de los captadores Fresnel con los módulos CCP, e incluso con los módulos FMSC, si bien es cierto que la diferencia con éstos últimos se reduce al incrementar la temperatura de operación. Sin duda, la desventaja en el coste de la estructura y el número de receptores instalados en los captadores FMSC decanta la balanza a favor de los captadores Fresnel.

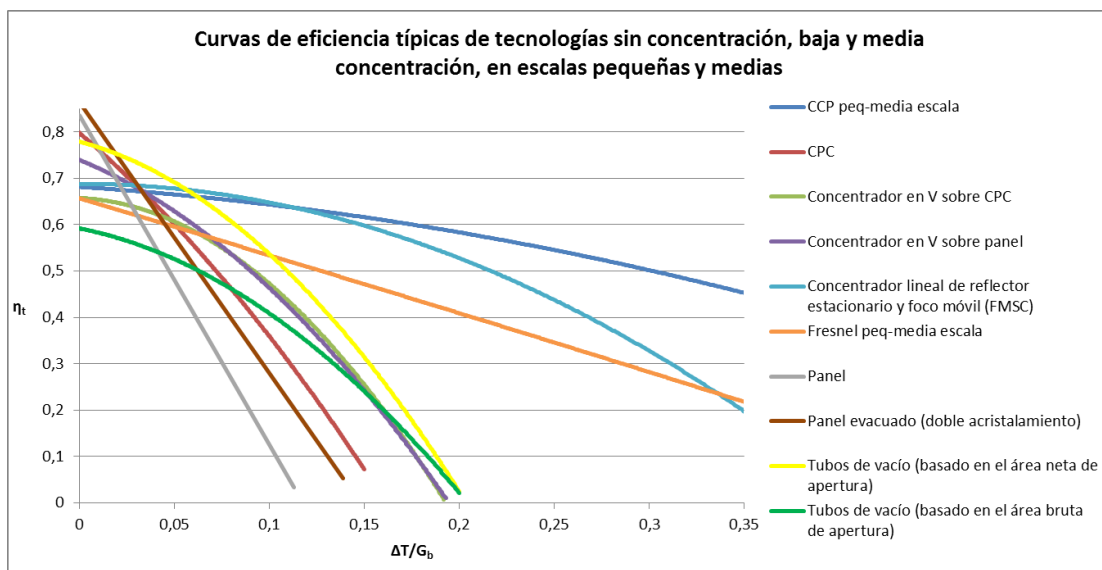
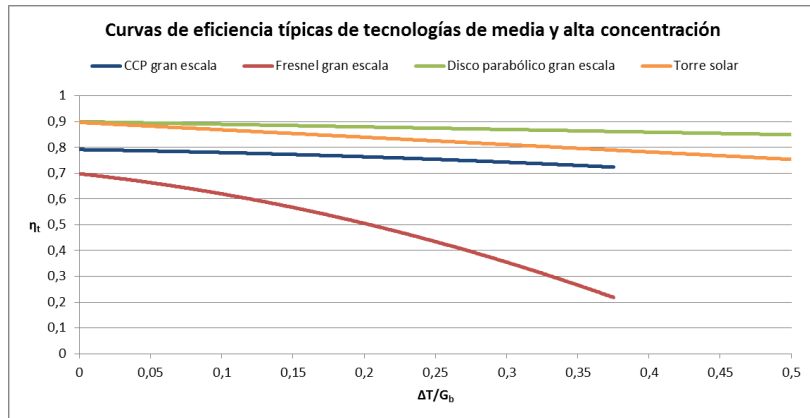


Figura 5.45. Curvas de eficiencia según tipo de tecnología de captación solar. Pequeña escala

Por su parte, en gran escala se ha comparado las tecnologías Fresnel y CCP con las denominadas de alta concentración, con las que compiten en el sector termoeléctrico. A destacar la curva plana de los captadores CCP, que les permiten operar con rendimientos muy altos a temperaturas elevadas, según los datos disponibles. El declive de la curva de los módulos Fresnel se debe, al igual que anteriormente, a la tecnología de receptores aislados térmicamente pero no evacuados, junto a las ineficiencias ópticas del sistema, como las pérdidas adicionales en los reflectores secundarios. Respecto a los captadores de lentes Fresnel, no se han incluido ni aquí ni en la gráfica anterior, porque no se disponen de datos suficientes para establecer su curva de eficiencia.



**Figura 5.46. Curvas de eficiencia según tipo de tecnología de captación solar. Pequeña escala**

Los datos en la tabla siguiente corroboran lo visto en las gráficas comparativas de la eficiencia térmica de los captadores solares estudiados, y muestran las conclusiones alcanzadas en cuanto a la capacidad de producción por  $m^2$  de área de apertura, según tipo de tecnología. Se han comparado las potencias máximas extraíbles según el tipo de sistema de captación. Lógicamente, al ser los rendimientos mayores a temperaturas cercanas a la del ambiente, los ratios máximos se alcanzan a  $T_{op}$  muy bajas. Aunque las bajas temperaturas ( $T_m \approx 100 \text{ }^\circ\text{C}$ ) no representan los rangos apropiados de aplicación de los captadores solares de media concentración, es costumbre entre los fabricantes en la industria mostrar los ratios de potencia máxima referidos a estas temperaturas. Por tanto, se ha optado por actuar de la misma forma. Además, esto permite comparar de forma directa entre sistemas de pequeño tamaño con otros de mayor envergadura.

**Tabla 5.14. Generación por unidad de área de apertura neta, según las dos tecnologías principales en CSP de media temperatura, para  $G_b = 900-1000 \text{ W/m}^2$ .**

Tipo y tamaño de captador solar	$T_m$ ( $^\circ\text{C}$ )	$\dot{Q}_t$ [ $\text{KWt/m}^2$ ]
CCP pequeño (micro-CSP y tamaño medio)	50-100	0,6-0,65
	150	0,45-0,55
CCP grande	100-150	0,7-0,8
Fresnel pequeño	50-100	0,35-0,45 (micro-CSP)
		0,55 (pequeño-medio)
Fresnel grande	50-100	0,55
	150	0,45-0,5

**Tabla 5.15. Generación por unidad de área de apertura neta, según otras tecnologías y configuraciones en el sector de energía solar térmica y fotovoltaica, para  $G_b = 900-1000 \text{ W/m}^2$ .**

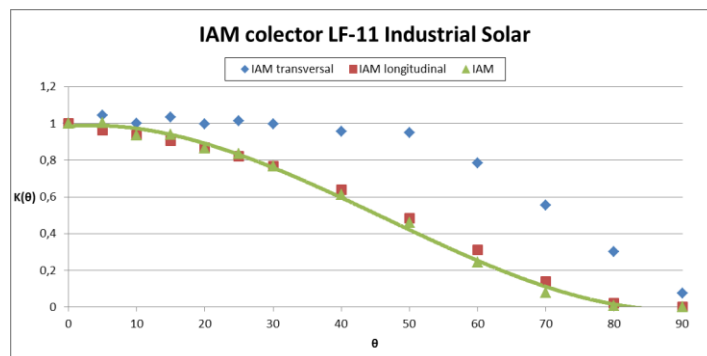
Tipo de concentrador y configuración	$\dot{Q}_{total} = \dot{Q}_t + \dot{Q}_{ehib} \text{ [KWt+e/m}^2\text{]}$
CCP híbridos, 1 eje (pequeños)	0,5
CCP híbridos, 2 eje (pequeños)	0,9-1,1
Fresnel híbridos (pequeños y medianos)	0,5
CCP térmicos, 2 ejes (tamaño pequeño-mediano)	1
CCP + receptor plano evacuado (pequeño)	0,55 (100 °C)
FMSC (pequeño-mediano)	0,6 (100 °C)
Lentes Fresnel	0,2-0,3 <sup>(1)</sup>

Notas:

(1) KWe

La arquitectura CCP es la opción más interesante en cuanto a productividad, independientemente del tamaño (mercado de pequeña o gran escala). A temperaturas bajas, otras configuraciones pueden ser competitivas, aportando además ventajas por menor coste del campo solar. Es de destacar las posibilidades que ofrecen los módulos híbridos para cogeneración, con aplicaciones térmicas de baja temperatura (ACS, generación de vapor, calefacción solar o refrigeración y frío solar).

Para terminar, las gráficas 5.47, 5.48 y 5.49 sirven de análisis del parámetro IAM, es decir, la influencia de la variación del ángulo de incidencia según el tipo de captador solar, explicado debidamente en la sección 4.7. Los módulos CCP no sufren pérdidas por IAM transversales ( $K_{\theta_T}$ ), por lo que las pérdidas ópticas en este sentido se verán restringidas a las pérdidas longitudinales por efectos de borde. Los módulos Fresnel y FMSC, sin embargo, se ven afectados tanto por pérdidas debidas a la componente longitudinal del factor de incidencia, como transversales, como se puede ver en las figuras 5,47 y 5,49, respectivamente. En comparación, los captadores Fresnel parece que sufren mayor desventaja, puesto que a 70° de inclinación del Sol, la captación aprovechable es prácticamente inexistente. El colector CCStar, ejemplo, propuesto de captador FMSC, aún conserva un cierto aprovechamiento, aunque muy bajo, de la radiación incidente.



**Figura 5.47. IAM captador Fresnel**



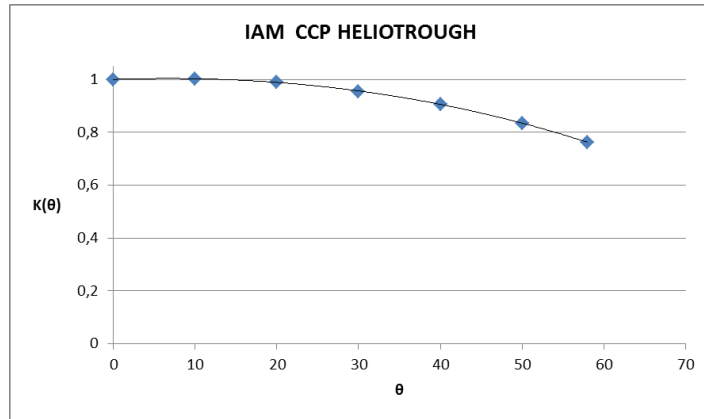


Figura 5.48. IAM captador CCP

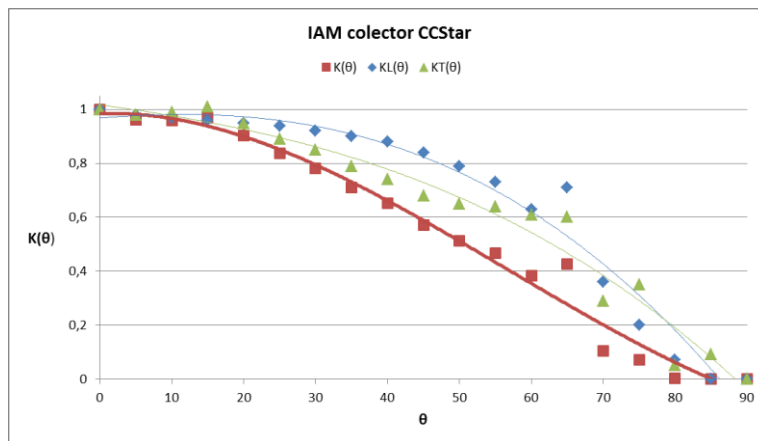


Figura 5.49. IAM captador FMSC

Tabla 5.16. Parámetros de eficiencia

Fabricante, modelo	Tipo de concentrador solar	Factor de interceptación $\gamma_{int}$ (%)	Eficiencia óptica $\eta_0$ (%)	Parámetros curva eficiencia térmica ( $[\eta_0] = 1$ , $[a_1] = W/m^2K$ , $[a_2] = W/m^2K^2$ )	$T_{op}$ (°C) <sup>(1)</sup>
Aalborg CSP A/S, N.D.	CCP	N.D.	75	$\eta_0 = 0,75$ , $a_1 = 0,04$ , $a_2 = 0$	N.D.
Abengoa, PT-1	CCP	N.D.	71 - 76,25	$\eta_0 = 0,71$ , $a_1 = 0,3581$ , $a_2 = 0,0019$	288
Abengoa, RMT	CCP	N.D.	76,25	N.D.	204
Abengoa, PT-2	CCP	N.D.	75	N.D.	N.D.
Absolicon, T10	CCP	N.D.	54,8	$\eta_0 = 0,548$ , $a_1 = 0,849$ , $a_2 = 0,003$	100 - 200
Absolicon, MT10	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	160
Absolicon, X10 PVT	CCP	N.D.	54,8	$\eta_0 = 0,548$ , $a_1 = 0,849$ , $a_2 = 0,003$	75
Acurex Solar, Acurex 3001	CCP	N.D.	64 - 77	$\eta_0 = 0,64$ , $a_1 = 0,0986$ , $a_2 = 0,00141$	100 - 295
AIRA termosolar, N.D.	Fresnel	N.D.	72,67	$\eta_0 = 0,7267$ , $a_1 = 1,4$ , $a_2 = 0,0026667$	50 - 300
Airlight Energy, N.D.	CCP	N.D.	79	$\eta_0 = 0,79$ , $a_1 = 0,4167$ , $a_2 = 0$	600
Albisa Solar, AT 150	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	391
Alcoa, N.D.	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Alpha-E, AT 350	CCP	99,6	85	N.D.	110 - 300
Alpha-E, AT 800	CCP	N.D.	85	N.D.	500
AM-Brain, N.D.	Fresnel	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Archimede Solar Energy, N.D.	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	290 - 550
Areva Solar, N.D.	Fresnel	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 285 (vapor saturado), 100 - 450 (vapor sobrecalentado)
Arontis Solar Solutions, Solar8	CCP	N.D.	68 (fotovoltaica); 52,7 (térmica)	$\eta_0 = 0,52$ , $a_1 = 0,5$ , $a_2 = 0,00141$	N.D.
BBEnergy, N.D.	Fresnel	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 250
BROAD Air Conditioning Co. Ltd, N.D.	CCP	N.D.	57,53 - 62	$\eta_0 = 0,575$ , $a_1 = 0,0711$ , $a_2 = 0,0003775$	181
Button Energy y AEE INTEC, PARASOL	CCP	N.D.	48 - 49 (prototipo 1), 58 (prototipo 2).	Tubo evacuado: $\eta_0 = 0,582$ , $a_1 = 0,005$ , $a_2 = 7,25 \cdot 10^{-4}$ . Tubo no evac.: $\eta_0 = 0,583$ , $a_1 = 0,5$ , $a_2 = 8,7 \cdot 10^{-4}$	100 - 200
Chromasun, MCT	Fresnel aislado	97	56,5	$\eta_0 = 0,565$ , $a_1 = 0,54$ , $a_2 = 0,0032$	60 - 220
Ciemat, FASOL	CCP	N.D.	75	$\eta_0 = 0,742$ , $a_1 = -0,1757$ , $a_2 = 0,00103$ <sup>(2)</sup>	130 - 300
Ciemat, CAPSOL	CCP	96,5	63	$\eta_0 = 0,63$ , $a_1 = 1,1$ , $a_2 = 0,014$	100 - 250
CNIM, N.D.	Fresnel	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Cogenra, T14	CCP segmentado	N.D.	N.D.	N.D.	120 (receptor híbrido); 150 (receptor térmico)
Cogenra, SunBase 1.0	CCP segmentado	N.D.	63,96	$\eta_0 = 0,6396$ , $a_1 = 0$ , $a_2 = 0,08519$	120 (receptor híbrido); 150 (receptor térmico)
Cogenra, SunDeck 1.0	CCP segmentado	N.D.	62,6	$\eta_0 = 0,626$ , $a_1 = 6,732$ , $a_2 = 0,0119$	120 (receptor híbrido); 150 (receptor térmico)
Cogenra, SunDeck PVT 2.0	CCP segmentado	N.D.	75	$\eta_0 = 0,75$ , $a_1 = 4,055$ , $a_2 = 0,001$	120 (receptor híbrido), 150 (receptor térmico)
Consortio europeo, Eurotrough	CCP	97	75 (Solel UVAC), 79-80 (SCHOTT PTR)	$\eta_0 = 0,7889$ , $a_1 = 0,1007$ , $a_2 = 0,00002267$	100 - 400
Crale Energy Saving LTD, SDFC15	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	180
Crale Energy Saving LTD, SDFC18	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	180
Crale Energy Saving LTD, SDFC4	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	150 - 250
Crale Energy Saving LTD, SIFC8	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	250 - 400
CSIRO y ANU, N.D.	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 280

DLR, Fix Focus Trough	Fresnel	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 200
Dr. Vetter, Itcollect	CCP	N.D.	59,7	$\eta_0 = 0,597, a_1 = 0,788, a_2 = 0$	160 (agua), 200 (aceite térmico)
Elianto, N.D.	Fresnel	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 400
ENEA, N.D.	CCP	N.D.	78	N.D.	290 – 550 (sales fundidas); <850 (hidrógeno)
Erfis, Erfitrough	CCP	98,5	> 75	N.D.	100 - 270 (Therminol 66), 100 - 390 (Therminol VP-1)
Feranova, FRT-1C10, FRT-1C20	Fresnel	N.D.	N.D.	N.D.	200 (agua), 550 (sales fundidas)
Ferasolar, FERA TH 100	Fresnel	N.D.	65	N.D.	110-300 (estándar), 110 - 400 (bajo pedido)
Focal Point Energy, FPE40 ó Energy Driver	CCP	N.D.	50,3	$\eta_0 = 0,503, a_1 = 0,6267, a_2 = 0$	82 - 205
Fondazione Bruno Kessler (FBK), Digespo	CCP	> 93	75	$\eta_0 = 0,75, a_1 = 0,7727, a_2 = 0$	300
GlassPoint Solar, N.D.	CCP	N.D.	66-68	N.D.	310
Glax Tech, ThermeX	Fresnel	N.D.	69,2	$\eta_0 = 0,692, a_1 = 0,27, a_2 = 0$	<230 - 250
Global CSP, MK II y III	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Global CSP, MK 5	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Gossamer, 3M; LAT 73	CCP	98 - 99,3	N.D.	N.D.	N.D.
Greenera Energy, SG1000	CCP	N.D.	75	N.D.	150 (vapor saturado), 175 (otros)
Helioclim, N.D.	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	220
Heliodynamics, HD7.c	Fresnel	N.D.	N.D.	N.D.	≈100
Heliodynamics, HD 10	Fresnel	N.D.	N.D.	N.D.	120
Heliodynamics, HD 16	Fresnel	N.D.	N.D.	N.D.	235
Himin Solar, Solar Cooker	CCP	N.D.	72	N.D.	100 - 350
Hitachi Zosen Corporation, HSLPF		N.D.	74	N.D.	100 - 340
Huayuan New Energy project, HY-Trough-3	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	80 -200 (estándar); 80-400 (bajo pedido)
Huayuan New Energy project, HY-Trough-6	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	80-250 (estándar), 80-400, (bajo pedido)
IMK, CSP- Trough	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	270
Industrial Solar Technology Corporation, IST PT1	CCP	N.D.	76	$\eta_0 = 0,762, a_1 = 0,2125, a_2 = 0,001672$	< 200-280
Industrial Solar thermal solutions GmbH, LF-11	Fresnel	N.D.	63,5	$\eta_0 = 0,635, a_1 = 0,2125, a_2 = 0,00043$	130 - 200 (agua presurizada), 130 - 400 (aceite térmico).
INERSUR, N.D.	Fresnel	N.D.	70	$\eta_0 = 0,7, a_1 = 4, a_2 = 0$	N.D. - 150
Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), N.D.	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 400
Inventive Power, Power Trough 110	CCP	N.D.	60	$\eta_0 = 0,5997, a_1 = 0,74, a_2 = 0,0000446$	60 - 200
KGDS Renewable Energy Private Limited, N.D.	Fresnel	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 257 (vapor saturado), 100 - 290 (vapor sobrecalentado)
Koluacik Research & Development, SPT	CCP	N.D.	82	N.D.	< 150-220
LiteTrough, Gen6	CCP	N.D.	57,9	$\eta_0 = 0,579, a_1 = 1,6724, a_2 = 0,0192$	135
Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS 1, PS 2X1, PS 1X2	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS-35	Fresnel puntual	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS-140	Fresnel puntual	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Millennium Energy Systems, Milenio	Fresnel	N.D.	N.D.	N.D.	<250-300 (módulo para azotea), 600 (módulo para terreno)
Millionsun Energy, CSPT-L	CCP	N.D.	0,7	N.D.	80 - 180
Millionsun Energy, CSPT-H	CCP	N.D.	0,7	N.D.	350

Mithras, Lumen 2.3	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 270
Mithras, Lumen 8.4	CCP	98,9	82	$\eta_0 = 0,82, a_1 = 0,4213, a_2 = 0$	100 - 270 (Therminol 66), 100 - 400 (Therminol VP-1)
Mulk Enpar, N.D. (CCP)	CCP	96,26	88,1	$\eta_0 = 0,8808, a_1 = 0,3065, a_2 = 0$	100 - 400
Mulk Enpar, N.D. (Fresnel)	Fresnel	N.D.	61 - 62	N.D.	164
Nep Solar AG, PolyTrough 1200	CCP	N.D.	68,8	$\eta_0 = 0,688, a_1 = 0,04, a_2 = 0,0015$	100 - 220 (Nep Solar); 100 - 275 (otras fuentes)
Nep Solar AG, PolyTrough 1800	CCP	92 - 92,5	68,8	$\eta_0 = 0,688, a_1 = 0,36, a_2 = 0,0009$	100- 250 (versión antigua), 100 - 330 (versión nueva)
Novatec Solar, DMS (Direct Molten Salt)	Fresnel	N.D.	67	N.D.	550
Novatec Solar, Supernova (vapor sobrecalentado)	Fresnel	N.D.	67	$\eta_0 = 0,67, a_1 = 0,056, a_2 = 0,000213$	550
Novatec Solar, Nova-1 (vapor saturado)	Fresnel	N.D.	67	$\eta_0 = 0,67, a_1 = 0,056, a_2 = 0,000213$	310
PerSolar, TLC-1000	CCP	N.D.	≈70	N.D.	40 - 200
PerSolar, TLC-24K	CCP	N.D.	≈70	N.D.	450
Protarget, N.D.	CCP	97	75 <sup>(3)</sup>	$\eta_0 = 0,7452, a_1 = -0,0792, a_2 = 0,0005804$	80 - 400 (aceite térmico sintético), < 430 (aceite de silicona)
Pyron Solar, Power Reef	Lentes Fresnel	N.D.	25	N.D.	N.D.
Rackam, S10	CCP	N.D.	59,9	$\eta_0 = 0,599, a_1 = 1,4108, a_2 = 0,0034$	65 - 240
Rackam, S20	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	65 - 340
Ronda High Tech, RHT 2500 trough	CCP	99,5	N.D.	N.D.	550
Royal Tech CSP, Royal Trough	CCP	N.D.	72,6 - 78	$\eta_0 = 0,7259, a_1 = 0,0152, a_2 = 0,0004873$	12 - 400 (Mantherm K2)
SBP GmbH, Ultimate Trough	CCP	97,5 (PTR70), 99,2 (PTR90)	75,5 - 77,5 (d=70 mm); 80,1 - 82,7 (d=90 mm).	N.D.	293 - 391
SENER, Senertrough	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SHAP, N.D.	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	200-250
SIJ, DLR, Solitem, Alanod; PTC 1000	CCP	N.D.	70 - 75	$\eta_0 = 0,75, a_1 = 0,1123, a_2 = 0,00128$	80 - 300
SkyFuel, Skytrough	CCP	99	75,4 - 77	$\eta_0 = 0,7537, a_1 = 0,2358, a_2 = 0,0007915$	200 - 400 (aceite térmico); 550 (sales fundidas)
SkyFuel, SkyTroughDSP	CCP	97,4 (d = 70 mm); 97,8 (d = 80 mm); 98 (d = 90 mm)	75,4 - 76	$\eta_0 = 0,7537, a_1 = 0,2358, a_2 = 0,0007915$	200 - 400 (aceite térmico), 550 (sales fundidas)
SLT Energy LTD, SOL Yatna CSP	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	400
Smirro	CCP	N.D.	61 - 70	N.D.	90 - 250
Solar Euromed, LFR 500 (Augustin Fresnel 1)	Fresnel	N.D.	N.D.	N.D.	311 (prototipo); 300 - 500 (comercial)
SPG GmbH, Fresdemo	Fresnel	N.D.	65	$\eta_0 = 0,65, a_1 = 0, a_2 = 0,00038$	450
Solargenix, Power Roof	CCP	N.D.	N.D.	$\eta_0 = 0,561, a_1 = 0,13, a_2 = 0$ (para $\rho = 93\%$ )	350
Solargenix, SGX-1	CCP	N.D.	75,5 (SGX-1) - 77 (SGX 2).	$\eta_0 = 0,755, a_1 = 0,247, a_2 = 0,00146$	400
Solarlite, SL 2300	CCP	N.D.	65	N.D.	100 - 250
Solarlite, SL 4600	CCP	98 - 99,7	N.D.	N.D.	100 - 400
Solarmirrortec, SMT-8	CCP	N.D.	78	N.D.	100 - 270
Solarmirrortec, SMT-70	CCP	N.D.	84	N.D.	100 - 550
SolarXEnergy, Solar X164	CCP	N.D.	52	$\eta_0 = 0,52, a_1 = 1,0688, a_2 = 0,0025$	250
Solel Solar Systems LTD, IND 300	CCP	N.D.	73,3	$\eta_0 = 0,733, a_1 = 0,238, a_2 = 0,0013$	300
Solel Solar Systems LTD, colector LS-1	CCP	87	71 - 73,4	N.D.	307
Solel Solar Systems LTD, colector LS-2	CCP	89	73-74 (UVAC); 76,4-79 (Schott PTR70)	Schott PTR70: $\eta_0 = 0,795, a_1 = 0,428, a_2 = 1,023 \cdot 10^{-4}$ . Solel UVAC: $\eta_0 = 0,731, a_1 = 0,0655, a_2 = 7,087 \cdot 10^{-4}$	100 - 390

Solel Solar Systems LTD, colector LS-3	CCP	93	77 - 80	N.D.	100 - 390
Solitem, PTC 1100	CCP	N.D.	70-75	$\eta_o = 0,746, a_1 = 0,0267, a_2 = 0,00152$	100 - 200
Solitem, PTC 1800	CCP	N.D.	68,78	$\eta_o = 0,688, a_1 = 0,1601, a_2 = 0,0022$	100 - 220
Solitem, PTC 3000	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 250
Solitem, PTC 4000	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 250
Soltigua, PTM	CCP	N.D.	71 - 74,7	$\eta_o = 0,747; a_1 = 0,64; a_2 = 0$	$\leq 110$ (agua), 90 - 280 (aceite térmico)
Soltigua, FTM	Fresnel	N.D.	N.D.	$\eta_o = 0,6; a_1 = 0,38; a_2 = 0$	$\leq 110$ (agua), 90 - 250 (aceite térmico)
Soltigua, FLT	Fresnel	N.D.	N.D.	N.D.	220 (agua presurizada), 320 (aceite térmico)
Sopogy, SopoFlare	CCP	N.D.	67,3	N.D.	66 - 121
Sopogy, SopoNova	CCP	N.D.	67,3	$\eta_o = 0,6707; a_1 = 0,2757; a_2 = 0,0007758$	50 - 270
Sopogy, SopoHelios	CCP	N.D.	67,3	$\eta_o = 0,6709; a_1 = 0,2635; a_2 = 0,00061$	50 - 326
Sopogy, SopoTitan	CCP	N.D.	72,69	$\eta_o = 0,7238; a_1 = 0,2056; a_2 = 0,00073$	50 - 300
SRB Energy, UHV	CCP + receptor plano	N.D.	55	$\eta_o = 0,672; a_1 = 0,82; a_2 = 0$	200
SunOyster Systems GmbH, N.D.	CCP	N.D.	73,77 (receptor térmico)	$\eta_o = 0,7377; a_1 = 0,9014; a_2 = 0,0003571$	< 170 - 200
Suntrak Synergy, N.D.	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	50 - 400
Suntrak Synergy, N.D.	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	180
Tecnología Solar Concentradora (TSC) S.L., CCStar	FMSC	N.D.	68,8 - 71,8 (directa); 12 (difusa)	$\eta_o = 0,688; a_1 = 0; a_2 = 0,004$	90 - 200
Termopower, TCP 150	CCP	97,1	78	N.D.	400
Termopower, TCP 200	CCP	97	N.D.	N.D.	550
Thermax India, SolPac P60	CCP	N.D.	63	$\eta_o = 0,63; a_1 = 0,5714; a_2 = 0$	100 - 210
Torresol Energy, colector SENERtrough (ver SENER)	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Trivelli Energy Ltd, SolarWing Evo	CCP	N.D.	72- 81	$\eta_o = 0,8146; a_1 = 1,0175; a_2 = 0,0013$	40 - 320
Tsk Flagsol, Skal-ET (ver Eurotrough)	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 400
Tsk Flagsol, HelioTrough	CCP	98,9 – 99,1	81,6 - 82,5	$\eta_o = 0,8212; a_1 = 0,0115; a_2 = 0,00002155$	100 - 400
Ultra Conserve Pvt, OptiTrough 300	CCP	N.D.	N.D.	N.D.	180 (vapor), 220 (aceite térmico)
Universidad de Florencia, SALTO	CCP	N.D.	75	Recubrimiento selectivo Cr negro: $\eta_o = 0,7524, a_1 = 0,3526, a_2 = 0,0008$ . Tubo esmaltado porcelánico: $\eta_o = 0,714, a_1 = 0,327, a_2 = 0,0039$	100 - 250
Universidad Nacional de Australia (ANU), CHAPS doméstico	CCP	N.D.	56 (modo híbrido)	Receptor térmico: $\eta_o = 0,764, a_1 = 1,81, a_2 = 0$ . Receptor híbrido: $\eta_o = 0,642, a_1 = 1,9, a_2 = 0$	80 - 150
Universidad Nacional de Australia (ANU), CHAPS modelo largo	CCP	N.D.	56 (híbrido), 76,4 (térmico)	Receptor térmico: $\eta_o = 0,764, a_1 = 1,81, a_2 = 0$ . Receptor híbrido: $\eta_o = 0,642, a_1 = 1,9, a_2 = 0$	80 - 150
Vicot Air conditioning, N.D.	CCP	95	75	$\eta_o = 0,717, a_1 = -0,1413, a_2 = 0,001$	80 - 280
Whitestar Energy, W11-C	CCP	N.D.	63,5	$\eta_o = 0,635, a_1 = 0,6134, a_2 = 0,0268$	142

Notas:

- (1) En la tabla se recoge la temperatura máxima de operación del sistema, o bien, en caso de disponer de la temperatura mínima de uso óptimo recomendado, resultado de su comparación con sistemas solares térmicos sin concentración, se muestra el intervalo de temperaturas de operación.
- (2) Los valores de los coeficientes de la curva característica del colector fueron obtenidos para el caso de un receptor con tubo evacuado y revestimiento selectivo Cermet. Sin embargo, dichos coeficientes varían según las características del receptor que monte el módulo, según la combinación del tipo de tubo (evacuado o atmosférico) y de recubrimiento selectivo (cromo negro o Cermet).
- (3) Añadiendo capa externa antirreflectante, eficiencia óptica del 80%.

### 5.3.4 Costes

En esta sección se abordan aspectos económicos referidos a las instalaciones CSP de media temperatura. Se pretende contrastar los costes, por unidad de área de apertura neta, y los periodos de amortización de cada tipo de tecnología. Con este objetivo, se han organizado los resultados en dos tablas, la que se presenta a continuación, tabla 5.17, y otra que se presenta en el anexo, tabla 9.12.

Los costes del campo de colectores difieren según el tipo de tecnología de concentración. Basándose en la documentación presentada, la tecnología más barata, con bastante diferencia respecto del resto, es la tecnología de módulos lineales Fresnel. Las instalaciones termosolares basadas en módulos Fresnel pueden reducir el coste hasta  $150 \text{ €/m}^2$ , mientras que en módulos de menor tamaño, entre 5 m y 6 m, las instalaciones de mayor capacidad instalada tienen un coste por unidad de área neta de colector aproximado de  $200 \text{ €/m}^2$ . En campos solares reducidos, los costes pueden crecer hasta los  $630\text{-}650 \text{ €/m}^2$ . En módulos Fresnel muy pequeños ( $D < 4 \text{ m}$ ), el coste medio se mantiene en torno a los  $500 \text{ €/m}^2$ .

Los módulos CCP, tecnología ya madura en el mercado CSP, presenta unos costes medios para módulos de gran tamaño entre los  $200 \text{ €/m}^2$  y los  $440 \text{ €/m}^2$ , según el fluido térmico utilizado. La tecnología más barata es la del aceite térmico ( $190 \text{ €/m}^2$ ), seguida de las sales fundidas ( $210\text{-}230 \text{ €/m}^2$ ), el vapor ( $300\text{-}400 \text{ €/m}^2$ ), y el aire ( $440 \text{ €/m}^2$ ). En módulos de pequeño tamaño, resulta más difícil acceder a las ventajas de las economías de escala, y eso contribuye a aumentar el coste del campo solar. Los diseños más simples, basados en tubos atmosféricos y estructuras ligeras de aluminio y materiales plásticos, se sitúan en el mejor de los casos en  $300\text{-}400 \text{ €/m}^2$ , cifra netamente superior a los  $200 \text{ €/m}^2$  que ostentaba la tecnología Fresnel de pequeña escala. Para proyectos de pequeña capacidad instalada, el valor de los módulos asciende hasta rangos de  $500\text{-}700 \text{ €/m}^2$ . Análogamente, para el caso de tecnología CCP con tubos receptores evacuados, los costes son  $300\text{-}550 \text{ €/m}^2$ , en el caso de grandes instalaciones, y  $700\text{-}800 \text{ €/m}^2$  para instalaciones del orden de  $1000\text{-}5000 \text{ m}^2$ . Los módulos CCP térmicos de pequeña escala, con tubos atmosféricos y con seguimiento en 2 ejes tienen costes no inferiores  $550\text{-}600 \text{ €/m}^2$ , en comparación con los modelos de seguimiento en 1 solo eje.

Por otra parte, los módulos CCP híbridos lineales tienen un coste similar o algo superior a los módulos CCP térmico, aproximadamente  $300\text{-}550 \text{ €/m}^2$ . La tecnología Fresnel híbrida presenta un coste medio de  $415 \text{ €/m}^2$ . Sin embargo, éstos últimos se encuentran en fases aún tempranas de su desarrollo tecnológico y comercial, por lo que las expectativas de reducción de costes son mayores en los módulos Fresnel híbridos, a medida que avance su curva de aprendizaje.

Respecto al resto de tecnologías de media temperatura, los captadores tipo FMSC y lentes Fresnel se sitúan en una posición intermedia entre los concentradores reflectantes Fresnel y los CCP, con costes cercanos a los  $400 \text{ €/m}^2$  en el caso de FMSC y algo superiores en los modelos de lentes Fresnel.

El coste total de inversión de la instalación por KW producido, según la capacidad instalada de la central es bastante dispar según el sector de mercado y tipo de captador solar. Así, en CSP

de pequeña escala, los costes mínimos se obtienen en instalaciones con módulos CCP (600-825 €/kWt), dada su ventaja en eficiencia respecto del resto de la oferta. En módulos CCP térmicos con sistemas de seguimiento en 2 ejes, el coste puede llegar a los 1430 €/kWt, y en CCP híbridos (1 eje) hasta 1240 €/kW<sub>t+e</sub>, según los datos disponibles. En módulos Fresnel térmicos el coste asciende hasta 1060 €/kWt, mientras que en modelos híbridos recientes la cifra se encuentra en la horquilla entre 1160 €/kW<sub>t+e</sub> y 1930 €/kW<sub>t+e</sub>. La menor eficiencia de estos sistemas les penaliza, puesto que necesitan más lazos y campos más grandes para alcanzar capacidades instaladas similares al caso de los módulos CCP. Por su parte, la tecnología fotovoltaica de concentración (CPV) con lentes refractantes frontales tiene niveles de coste aproximados de 750 €/kW<sub>e</sub>.

Respecto al mercado de gran escala, la tecnología Fresnel aprovecha el menor coste de su estructura, y de montaje e instalación para situarse bastante por debajo de la tecnología CCP, en torno a 1000 €/kWt en caso de los módulos Fresnel, por los 2500-4000 €/kWt que manejan los módulos CCP de mayor tamaño actualmente.

El coste de la energía eléctrica producida es ligeramente inferior en módulos Fresnel, comparado con otras tecnologías CSP de media concentración. Según la información presentada al respecto, en módulos Fresnel se sitúa entre 7-12 c€/kWh ( $T_m = 150\text{ °C}$ ), mientras que en módulos CCP el arco contiene valores entre 12 c€/kWh y 21 c€/kWh. La tecnología FMSC presenta valores intermedios entre los correspondientes a módulos Fresnel y CCP, con 9-16 c€/kWh.

Respecto a los espejos, los más caros son los espejos de vidrio grueso, seguidos de los de vidrio fino, las láminas sustrato de Al anodizado, y los recubrimientos de Ag y Al en cintas autoadhesivas. A falta de información más precisa, los costes aproximados de los diferentes tipos de espejos podrían estar en torno a 30-50 €/m<sup>2</sup> para el vidrio grueso, 10-30 €/m<sup>2</sup> en el caso del vidrio fino, 15 -20 €/m<sup>2</sup> en los espejos de chapa de Al 10-15 €/m<sup>2</sup> en los espejos de cintas autoadhesivas reflectantes. En este último caso, habría que añadir el coste de la capa sustrato.

Todo lo anterior lleva a unos periodos de amortización que, en el caso de los módulos de pequeña escala, se encuentra entre los 3-6 años normalmente, según el tipo de captador solar y características específicas de la instalación. En gran escala, estos periodos se extienden hasta los 8-10 años.



Tabla 5.17. Costes captadores solares de media concentración en el mercado

Fabricante, módulo (año)	Coste módulo (€)	Coste módulo €/m <sup>2</sup> <sub>ap</sub>	Coste módulo (€/kWt)	Coste de la energía producida, LCOE (c€/kWh)	Amortización (años)
<b>Aalborg CSP, N.D. (año 2013)</b>	N.D.	402	N.D.	3 - 4	N.D.
<b>Absolicon, T10 y X10 (modo térmico) (2012)</b>	N.D.	559 (A <sub>ap</sub> ∈ [500, 10000] m <sup>2</sup> ) <sup>(1)</sup>	1242 (X10 modo térmico)	12-18 (T <sub>m</sub> = 90 °C), 12-21 (T <sub>m</sub> = 150 °C)	N.D.
<b>Acurex Solar, Acurex 3001</b>	N.D.	330 <sup>(2)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.
<b>AIRA Termosolar, N.D. (2013)</b>	N.D.	≈150	N.D.	N.D.	7-10
<b>Airlight Energy, N.D. (2011)</b>	N.D.	438,32	6000	N.D.	N.D.
<b>Arontis Solar Solutions, Solar8 (2006)</b>	N.D.	≈ 700	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Button Energy y AEE Intec, PARASOL (2005)</b>	N.D.	1000 (prototipo); 700-750 (estimación modelo comercial)	≈1342,38	N.D.	N.D.
<b>ENEA, N.D. (2003)</b>	N.D.	158,8 - 198,8	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Chromasun, MCT (2015)</b>	1780	508,57	1059,5	N.D.	2-4
<b>Ciemat, Fasol (2005)</b>	2360	150 (A <sub>ap</sub> = 1000 m <sup>2</sup> )	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, T14</b>	1750 - 2250	235 - 302	500	N.D.	4 - 5
<b>Cogenra; Sunbase, SunDeck 1.0, SunDeck PVT 2.0</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	3-5
<b>Consortio europeo, Eurotrough (2003)</b>	15786,7	206 -228	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Dr. Vetter, It collect (2015)</b>	610,6	610,6	N.D.	N.D.	
<b>Entech Solar, SolarVolt (2013)</b>	N.D.	N.D.	≈ 750 <sup>(3)</sup>	N.D.	N.D.
<b>Feranova, FRT-1C21</b>	N.D.	N.D.	N.D.	0,9 (tras amortización)	N.D.
<b>Focal Point Energy, FPE40 (2013-2014)</b>	12.560	338,01	824,4	N.D.	2-3 (con ayudas e incentivos)

<b>Helioclim, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	3-7 <sup>(4)</sup>
<b>Heliodynamics; HD10 (2009-2010)</b>	10000	416,7	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Industrial solar Technology, IST PT1 (2001)</b>	N.D.	260 ( $A_{ap} > 1000 \text{ m}^2$ )	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Industrial Solar Thermal Solutions, LF-11 (2015)</b>	14180 ( $A_{ap} \in [500, 10000] \text{ m}^2$ )	635 ( $A_{ap} \in [500, 10000] \text{ m}^2$ ); 200 (economías de escala) – 800 (instalaciones piloto)	N.D.	7-12 ( $T_m = 150 \text{ °C}$ )	4 - 10
<b>INERSUR, N.D. (año 2015)</b>	19.000 ( $> 1 \text{ MW}$ ) <sup>(5)</sup>	424 <sup>(5)</sup>	685	N.D.	N.D.
<b>Inventive Power, Power Trough 110 (2015-2016)</b>	678,40	205,5	N.D.	N.D.	< 3
<b>Koluacik, SPT (2015)</b>	23.040	550	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Menova, PS (CCP) (2006)</b>	870	201,38	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Menova, PS-140 (2009-2010)</b>	81210,27	580,073	1160 – 1933,6	≈ 32	8-12
<b>Millennium Energy Systems, Milenio</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	3-5
<b>Nep Solar, PolyTrough 1200 (2015)</b>	602 – 866,9	250-360	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Nep Solar, PolyTrough 1800 (2015)</b>	17822,7	483 ( $A_{ap} \in [500, 10000] \text{ m}^2$ ) <sup>(1)</sup>	N.D.	8 - 15 ( $T_m = 90 \text{ °C}$ ), 9 -16 ( $T_m = 150 \text{ °C}$ )	N.D.
<b>PerSolar, TLC-1000 (2016)</b>	2000 -2500	2000 -2500	N.D.	20	N.D.
<b>Protarget, N.D. (2015)</b>	10417 (para 30 lazos) - 18750 (para 1 lazo, 16 módulos) <sup>(6)</sup>	301,07 - 541,9 <sup>(6)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Pyron Solar, Power Reef (2005)</b>	18000 <sup>(7)</sup>	467,72 <sup>(7)</sup>	2769,23 <sup>(3)</sup>	N.D.	N.D.
<b>Rackam; S10 y S20 (2015-2016)</b>	N.D.	350 -900 <sup>(7)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SBP, Ultimate Trough (2014-2015)</b>	N.D.	198 (para HTF Therminol VP-1, 50 MW <sub>e</sub> ) - 210 (HTF sales	N.D.	N.D.	N.D.

		fundidas, 100 MW <sub>e</sub> )			
<b>SIJ y DLR, Solitem y Alanod; PTC 1000 (2005)</b>	412,5 (estimación modelo comercial) – 1100	400 - 550 (prototipo); 150 - 206,25 (estimación modelo comercial)	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SkyFuel, SkyTrough (2007-2011)</b>	14303	171,85	4250 (≥ 5 MWe)	8 (d = 90 mm); 7,9 (d = 80 mm)	N.D.
<b>Smirro, SmirroTM (2015)</b>	1840	538,011	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Solar Power Group, Fresdemo (2007)</b>	225000	≈ 120 - 150 (coste estimado)	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Solargenix, SGX-1 (2005)</b>	6911 – 13716,5	176,35 - 350	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Solarlite, SL 2300 (2012)</b>	6900 - 10514	250 - 380,95	N.D.	N.D.	7 - 8 (para capacidad instalada 5 MW <sub>e</sub> )
<b>Solarlite, SL 4600 (2010)</b>	16560	300	2500 - 3500	6,4	< 6
<b>Solel, IND 300 (2001-2002)</b>	948,6	158,1	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Solel, LS-2 (2001 - 2003)</b>	8213,79	210,61	5130,25	10,7	N.D.
<b>Solel, LS-3 (2003)</b>	13167,86 – 13558,78	236 - 262	N.D.	10,3	N.D.
<b>Solitem, PTC 1100 (2015)</b>	1924	699,6	N.D.	N.D.	4-6
<b>Solitem, PTC 1800 (2015)</b>	6109	667	N.D.	N.D.	4-6
<b>Solitem, PTC 3000 y 4000</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	4-6
<b>Soltigua, PTM (2015)</b>	1740,74	580,24	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Sopogy, SopoFlare (2014)</b>	N.D.	N.D.	N.D.	18	≈3
<b>Sopogy, SopoNova (2014)</b>	4102	787,4	N.D.	18	≤ 5
<b>Sopogy, SopoHelios (2014)</b>	5185	723	N.D.	18	≤ 5
<b>Sopogy, SopoTitan (2014)</b>	7565,3	703,1	N.D.	18	≤ 5
<b>SunOyster Systems, N.D. (2014 – 2015)</b>	5000 <sup>(9)</sup>	625	833,3 – 1428,6	21 -42	N.D.
<b>SUNTRAK SYNERGY, N.D. (CCP pequeño)</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	≈2

<b>Tecnología Solar Concentradora, CCStar (2014)</b>	25000 (prototipo), 8000 - 15000 (modelo comercial, según tamaño de la instalación) <sup>(1)</sup>	214 – 401 <sup>(1)</sup>	N.D.	9 - 16 ( $T_m = 90\text{ °C}$ )	N.D.
<b>Termopower, TCP 150 (2012)</b>	36617	538,5	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Thermax India, SolPac P60</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	5
<b>Trivelli Energy, SolarWing Evo (2015)</b>	4400 (colector con tubo atmosférico) - 5750 € (con tubo evacuado)	533,33 (tubo atmosférico) - 696,97 (tubo evacuado)	500 - 600 (para 500 kW <sub>t</sub> - 1MW <sub>t</sub> , $T_m = 200\text{ °C}$ )	N.D.	3 - 5
<b>Tsk Flagsol, HelioTrough</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	≤ 5
<b>Univ. Nacional de Australia, CHAPS largo (2005)</b>	N.D.	425 (coste estimado para $A_{ap} \in [100, 1000]\text{ m}^2$ )	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Vicot Air Conditioning, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	3,5
<b>Whitestar Energy, W11-C</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	2,8 - 5,2

Notas:

- (1) El coste/m<sup>2</sup> es decreciente con los m<sup>2</sup>.
- (2) En economías de escala, 100000 unidades/año.
- (3) Coste dado en \$/kWep.
- (4) Para instalaciones entre 100 kW y 1 MW, incluyendo máquina de absorción acoplada aguas abajo del campo de captadores solares.
- (5) Instalación hidráulica aparte. Costes de instalación incluidos en el coste del colector.
- (6) Precios llave en mano, incluyendo instalación, intercambiadores de calor y el resto de componentes.
- (7) Valor dado en \$/m<sup>2</sup>.
- (8) Valor referido a \$/kW.
- (9) Módulo compuesto por una estructura con 2 captadores CCP con seguimiento en dos ejes. <http://www.sunoyster.com/>

### 5.3.5 Aplicaciones de concentradores solares de media temperatura.

A continuación, se presentan las conclusiones en lo referente a las aplicaciones de los sistemas solares estudiados, en base a proyectos llevados a cabo en el pasado, otros en curso, instalaciones en funcionamiento, así como información difundida propiamente por los proveedores y otras fuentes de información consultadas relacionadas con cada fabricante. Los resultados aquí mostrados se dividen en dos grupos, atendiendo al tamaño del módulo de concentrador solar. De esta manera, se presenta la tabla 5.18 para módulos de tamaño reducido o medio (mercado de pequeña escala), y la tabla 5.19, que refleja los resultados obtenidos en concentradores de mayor tamaño (mercado de gran escala).

Los sistemas de captación solar de media concentración tienen multitud de aplicaciones en diferentes industrias y sectores del mercado. Sin embargo, se aprecian diferencias entre los mercados objetivo más apropiados para los módulos de pequeño y gran tamaño, respectivamente. Así, el diseño de los módulos de pequeño ancho de apertura está especialmente orientado a la generación de calor y vapor de proceso, mientras que sus equivalentes en el mercado de gran escala encuentran su mayor demanda en el sector termoeléctrico.

Los sistemas de pequeña escala están indicados para aplicaciones entre 100 °C y 300 °C, con capacidades instaladas entre 100 kW y 10 MW, y en localizaciones donde la falta de espacio, o el precio del suelo es un aspecto más problemático. Además, aportan la ventaja de poder producir de manera descentralizada, ya sea en ambientes urbanos e industriales, o rurales. Por encima de estas potencias, resultan más rentables los sistemas de gran tamaño (CCP de  $D > 4\text{ m}$  y Fresnel de anchura  $D > 7\text{ m}$ ). Estos pequeños módulos permiten aprovechar espacios en azoteas, cubiertas y tejados, y hasta techos de marquesinas de aparcamientos, gracias a su versatilidad y la ligereza de sus estructuras. Sus aplicaciones más corrientes son: ACS, calefacción y refrigeración solar, producción de frío solar, cogeneración, cocina solar, tratamiento de aguas fecales y residuos, procesos de limpieza a vapor en multitud de industrias y sector servicios (lavanderías, hospitales, hoteles,...), desalinización, procesos de extrusión de plásticos y procesos de humidificación o secado, de purificación o diferentes tratamientos químicos. Por industrias, las principales son: industria alimentaria y de bebidas, textil, refinerías, industrias químicas y farmacéuticas, industria del papel, industrias manufactureras, destilerías, industria del plástico y la industria minera.

En cambio, los sistemas de gran tamaño, tienen como aplicaciones principales la producción eléctrica y de vapor en economías de escala, grandes centrales desalinizadoras y procesos de extracción mejorada del petróleo (EOR). Los sistemas Fresnel destacan sobre los CCP en aplicaciones de producción directa de vapor (DSG).

Tabla 5.18. Aplicaciones para concentradores solares de pequeña escala

Fabricante	Nombre del producto	Aplicaciones
Abengoa Solar	PT1	Aplicaciones industriales en diferentes sectores para proporcionar calor y vapor de proceso, climatización de edificios (mediante acoplamiento de una máquina de absorción aguas abajo del colector solar) y obtención de agua caliente sanitaria (ACS). Posible uso como método para repotenciar una central convencional de carbón, como generador de vapor para procesos alimenticios y en procesos de tratamiento de petróleo.
Abengoa Solar	RMT (Roof Mounted Technology)	Colector diseñado para instalaciones en azoteas, cubiertas y tejados, para aquellas aplicaciones en donde el espacio está limitado. Proporcionamiento de calor y vapor para aplicaciones industriales, como por ejemplo en la industria alimentaria, climatización de edificios y ACS.
Absolicon	Absolicon T10	Producción de agua caliente, calefacción y producción de calor en edificios multivivienda, edificios grandes, industrias y en empresas con grandes necesidades energéticas.
Absolicon	Absolicon MT10	Diseñado específicamente para producción de calor de proceso para sector industrial. Aplicable también a la producción de agua caliente, calefacción y producción de calor en edificios multivivienda y edificios grandes.
Absolicon	Absolicon X10 PVT	Sistema híbrido para cogeneración de electricidad y agua caliente. Uso indicado para edificios grandes, edificios multivivienda, naves industriales y aplicaciones con grandes necesidades energéticas.
Alpha-E	Alpha-Trough 350	Instalaciones para calefacción urbana y variedad de procesos en industrias como la alimentaria. Aplicaciones industriales: calefacción, refrigeración, humidificación, purificación, generación de vapor, generación de potencia y desalinización.
Arontis Solar Solutions	Solar8	Diseñado para cubrir las necesidades de calor y electricidad de edificios de viviendas, hoteles, complejos comerciales e industrias.
BROAD Air Conditioning	N.D.	Refrigeración solar mediante acoplamiento con máquina de absorción.
Button Energy, AEE Intec	PARASOL One	Micro-generación (Micro CSP) para aplicación en la industria alimentaria, textil y química. Generación directa de vapor.
Chromasun	Micro Concentrator MCT	Producción de calor de proceso y/o electricidad descentralizada a media y baja temperatura, calefacción y refrigeración (añadiendo una máquina de absorción de doble efecto) de edificios de viviendas, fábricas, edificios comerciales e institucionales.
CIEMAT - PSA	FASOL	Integración del colector en procesos industriales, con un ratio coste/eficiencia bajo. Aplicaciones de refrigeración conectando el colector a una máquina de absorción de doble efecto.
CIEMAT - PSA, Composites y Sol	CAPSOL	Producción de calor para procesos industriales, climatización y refrigeración solar, suministro de energía térmica a una temperatura inferior a 100 °C para instalaciones con un elevado consumo, como por ejemplo agua caliente sanitaria o calefacción para grandes edificios como naves industriales, hospitales, colegios, instalaciones deportivas, piscinas, prisiones, aeropuertos, ...). Otras aplicaciones posibles son bombeo de agua, desalación, detoxificación solar de aguas o generación de electricidad mediante ciclos Rankine orgánicos (ORC).
Cogenra	Cogenra T14, SunBase 1.0, SunDeck PVT 2.0	Como sistema híbrido proporciona cogeneración eléctrica y térmica. La energía térmica así generada puede dedicarse a aplicaciones de baja temperatura propias de sistemas de energía solar térmica como calefacción y refrigeración solar y generación de agua caliente en hospitales, lavanderías, gimnasios, instalaciones de lavado de vehículos, centros residenciales, variedad de servicios residenciales públicos y algunos usos industriales. Si la configuración del receptor es únicamente térmico, se proporciona energía térmica a temperaturas algo mayores, lo cual hace factible aplicaciones como calefacción, no solo de locales, sino también urbana, y generación de calor de proceso en sectores tales como la industria alimentaria (carne, lácteos, frutas y verduras, vino, cerveza, leche), industria farmacéutica, sector turístico, residencial y público (hoteles, complejos turísticos, apartamentos, hospitales, colegios, complejos militares y penitenciarios), industria textil, minera, del papel o del plástico.
Cogenra	SunDeck 1.0	Calefacción y refrigeración solar y generación de agua caliente en hospitales, lavanderías, gimnasios, instalaciones de lavado de vehículos, centros residenciales, variedad de servicios residenciales públicos y algunos usos industriales. Generación de vapor para sistemas de distribución urbana, y generación de calor de proceso en sectores tales como la industria alimentaria (carne, lácteos, frutas y verduras, vino, cerveza, leche), industria farmacéutica, sector turístico, residencial y público (hoteles, complejos turísticos, apartamentos, hospitales, colegios, complejos militares y penitenciarios), industria textil, minera, del papel o del plástico.
Cool Earth Solar	N.D.	Generación de electricidad
Crale Energy Saving	SDFC15, SDFC18	Generación de calor para aplicaciones domésticas, hasta 180 °C: calefacción y agua caliente sanitaria (ACS)
Crale Energy Saving	SCFC4	Generación de calor de proceso a media y baja temperatura (250 °C) para aplicaciones industriales y comerciales.
Dr. Vetter	IT.collect	Calefacción y frío solar, y para producir energía eléctrica. Indicado especialmente para climas fríos y latitudes nórdicas, y para localizaciones con poco espacio o con dificultad de instalación, como azoteas, terrazas y tejados planos o inclinados, al contar con un tamaño y peso reducidos.
Entech Solar	SolarVolt	Generación de electricidad en grandes centrales. Apto también para generación distribuida.
Ferasolar	Gama de productos: FERA TH 100, FERA FP	Colector para producción de calor de proceso para aplicaciones industriales, y para refrigeración de edificios multivivienda, fábricas, etc., acoplado con una máquina de absorción de doble efecto. La versión FERA FP, de mayor tamaño, está más enfocada a generación de electricidad.
Focal Point Energy	FPE40 ó Energy Driver	Aporte de calor suplementario a calderas y sistemas de combustión convencionales.
Focused Sun	Microgrid	Producción de calor de proceso.
Focused Sun	Fourfold	Producción de electricidad y agua caliente a baja temperatura.
Fundación Bruno Kessler (FBK)	Digespo (programa FP7, Unión Europea)	Cogeneración de calor y potencia mediante el acople del concentrador solar a un motor Stirling y un generador. El aporte de calor del concentrador solar mueve el motor, el cual cogenera calor y electricidad. Está diseñado como sistema de generación y autoconsumo en edificios empresariales y residenciales multivivienda, tanto a nivel de calefacción y refrigeración solar como de electricidad.



<b>Fresnex</b>	N.D.	Generación de vapor de proceso, refrigeración solar, aprovisionamiento de agua de alimentación en centrales térmicas, desalinización. Generación de electricidad en sistemas fotovoltaicos de concentración. Aplicaciones en la industria por sectores, con temperaturas medias y bajas (80-300 °C): procesos de limpieza, esterilización y secado de comida y bebidas, procesos de extrusión y secado del plástico, tratamientos térmicos, destilado y secado en la industria química, secado y teñido en la industria del papel y textil, y lavado de vapor en aplicaciones de limpieza industrial.
<b>Gaia Solar</b>	PT-01	Aplicaciones de media temperatura, en torno a 200 °C.
<b>Global CSP</b>	MK II, MK III, Mark 5	Aplicaciones de suministro de energía distribuido (off-grid), o conectado a la red. Pequeña y media escala, entre 75 kW <sub>t</sub> y 5 MW <sub>t</sub> . Suministro de agua caliente (ACS y a temperaturas medias), vapor saturado y sobrecalentado, refrigeración, máquinas de absorción, aire acondicionado, purificación de agua, desalinización. Búsqueda de reducción extrema de costes. Se prevé desarrollar nuevos modelos y variantes más grandes, partiendo de los prototipos de pequeño tamaño ya existentes, para centrarse en la generación de potencia eléctrica, más que en aplicaciones de calor de proceso o refrigeración, así como el uso de nuevos HTF.
<b>Helioclim</b>	N.D.	Indicado para la pequeña escala, con rentabilidad económica por encima de los 100 kW <sub>t</sub> de capacidad instalada, está especialmente enfocado para aportar soluciones en edificios grandes, como edificios de oficinas y multivivienda, supermercados e industrias, más que en viviendas individuales. Aplicaciones: refrigeración y climatización solar, producción distribuida.
<b>Heliodynamics</b>	HD7.c, HD10	Producción de electricidad y calor a baja y media temperatura. Posibles usos a bajas temperaturas en refrigeración solar, calefacción y ACS, y a temperaturas medias (<245 °C) para proporcionar calor para diferentes procesos en la industria. Aplicable en edificios grandes, edificios públicos, hospitales, colegios, librerías, hoteles, centros de congresos, cuarteles, penitenciarías, fábricas, invernaderos, bodegas, aeropuertos, centros comerciales, centros deportivos.... Por sectores, puede integrarse en procesos relacionados con la agricultura, la química, la industria farmacéutica, alimentaria (procesado de productos lácteos, bebidas, producción de frío para la conservación de alimentos como el pescado...). Capacidad de generación distribuida, siendo esta cualidad atractiva para zonas rurales y países en desarrollo.
<b>Himin Solar</b>	Solar Cooker	Cocina solar portable. Circuito primario (colector) conectado a parrilla mediante intercambiador de calor indirecto.
<b>Hitachi Plant Technologies</b>	N.D.	Sistemas de aire acondicionado en edificios residenciales y otros edificios e instalaciones urbanas de mayor tamaño.
<b>Huayuan New Energy project</b>	Nombre de la gama de colectores: HY-Trough-3.	Aplicaciones industriales de media escala. Sectores industriales para los cuales posee capacidad de integración: energía, alimentación (comida y bebidas), plástico, procesado del vidrio, químico, caucho, maderero y del papel, textil, sector público e industria tabaquera. Procesos industriales en los que interviene mediante el aporte de energía térmica en forma de vapor, de agua presurizada o de aire: generación de potencia, lavado, pasteurización, procesos de concentrado, procesos de separación como el destilado, secado, mezclado, aplanado, tratamientos térmicos, blanqueo, tinte, enchapado, tratamiento y recuperación de aguas, deshielo o descongelación del asfalto. Temperaturas bajas en la mayoría de procesos (80-150 °C), y algunos a temperaturas medias (150-360 °C).
<b>IDie</b>	N.D.	Aplicaciones de media temperatura
<b>Industrial Solar Thermal Solutions, grupo PSE</b>	LF-11	Calor de proceso para variedad de procesos, en forma de vapor saturado o sobrecalentado, agua presurizada o aceite térmico, almacenamiento térmico, procesos de enfriamiento y poligeneración, mediante su integración en ciclos ORC y en turbinas de vapor que generen electricidad y la posterior recuperación del calor residual para alimentar una máquina de absorción y/o para aplicaciones de baja temperatura. Posibles sectores: alimentación y bebidas, papel, textil, sector del automóvil, farmacéutico y químico, minería, sector energético y fabricación. Procesos: generación de agua caliente y vapor, proceso de secado y deshidratación, precalentamiento de alimentos y materiales, evaporación, pasteurización y esterilización, lavado y limpieza, reacciones químicas, blanqueo y teñido, extracción, fundición, procesos de enfriamiento y climatización, escaldado.
<b>Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)</b>	N.D.	Aplicaciones de pequeña escala: escuelas, centros de hidromasajes, baños públicos, albercas, lavanderías, procesos de destilación.
<b>Inventive Power</b>	Power Trough 110	Generación de energía térmica útil en aplicaciones industriales o comerciales donde se requieren grandes cantidades de agua caliente, vapor o aporte de calor a un costo menor que el generado con combustible fósil. Generación de electricidad con ciclo ORG (Ciclos Rankine Orgánicos), secado y deshidratación, calor de proceso para procesos industriales a temperaturas medias (destilación, esterilizado, generación de vapor) o aplicaciones comerciales. Industrias: Empresas procesadoras de alimentos, industria de lácteos y sus derivados, destiladoras de bebidas alcohólicas, fábricas cerveceras, industria textil y farmacéutica. Comercios: hoteles/moteles, hospitales, club deportivos/gimnasios, lavanderías, comedores/restaurantes.
<b>Koluacik Research &amp; Development</b>	Gama de modelos SPT y FPT.	Aplicaciones de ámbito doméstico principalmente, aunque también adecuado para sectores industriales. Producción de vapor, calor de proceso y electricidad.
<b>Lotus Solar Technologies</b>	N.D. (modelo CCP de media escala)	Aplicaciones de media temperatura (200-300 °C)
<b>Lotus Solar Technologies</b>	N.D. (modelo Fresnel de pequeña escala)	Aplicaciones de baja y media-baja temperatura.
<b>Maharishi Solar.</b>	Concentradores RMT y PT1 de Abengoa Solar	Concentrador RMT: calentamiento de agua, calor para procesos industriales, calefacción y refrigeración de edificios, generación de agua caliente y de vapor.
<b>Menova Engineering / Power-Spar</b>	Gama de productos, según el tamaño: PS 1, PS 2X1, PS 1X2	Aplicaciones de carácter industrial y gran escala.
<b>Menova Engineering / Power-Spar</b>	PS-35	Generación de electricidad de red a gran escala, fotobiorreactor, refrigeración solar, aire acondicionado de origen solar, generación de energía térmica y calor de proceso de media y alta temperatura, cogeneración energía eléctrica y térmica (Combined Solar Heat and Power (CHP)), proyectos de eficiencia energética y de arquitectura "verde", calefacción solar, generación de agua



		caliente a baja temperatura (en configuración híbrida) o media y alta temperatura (configuración térmica), agua caliente sanitaria (ACS) y agua de proceso, aplicaciones de uso residencial.
<b>Millionsun Energy</b>	CSPT-L	Aplicaciones a temperatura media-baja, de calentamiento de agua, calefacción y refrigeración de edificios, calor para procesos industriales (secado de alimentos, ...), sistemas de apoyo a calderas.
<b>Millionsun Energy</b>	CSPT-H	Calor y vapor de proceso a media temperatura para uso industrial, instalaciones de desalinización de agua, calefacción y refrigeración de edificios grandes, tales como hoteles, naves industriales, centros turísticos y centros comerciales.
<b>Mithras</b>	Mithras Lumen 2.3	Pequeña escala. Aplicaciones descentralizadas. Sistemas de abastecimiento de calor y electricidad descentralizados, trigeneración (generación de vapor para su uso como calor de proceso y electricidad mediante una turbina, y aplicaciones de baja temperatura), aire acondicionado (refrigeración).
<b>Nep Solar</b>	PolyTrough 1200	Generación de calor de proceso a temperaturas medias-bajas (120-220 °C), fundamentalmente para suministro de agua caliente o aceite térmico de uso industrial, alimentación de sistemas de refrigeración con máquinas de absorción simple, doble o triple efecto; aplicaciones de generación de potencia a nivel industrial y en ciclos Rankine orgánicos (ciclos ORC) y desalinización de agua marina. Aplicaciones en procesos del sector lácteo, cárnico y en fábricas de cerveza, sector textil y químico.
<b>Nep Solar</b>	PolyTrough 1800	Aplicaciones a temperaturas medias (100-300 °C) y capacidades pequeñas y medias (200 KW-10 MW): calor de proceso a nivel industrial, aire acondicionado, desalinización del agua marina, generación de potencia distribuida y cogeneración, generación de electricidad.
<b>PerSolar</b>	TLC-1000, TLC-24K	Aplicaciones descentralizadas. Generación de agua caliente para edificios de oficinas, residenciales, hoteles, campings, edificios públicos, instalaciones deportivas y piscinas. Proporción de vapor para procesos como limpieza de botellas, procesos de limpieza en lavanderías, tintes en industria textil, procesamiento de alimentos o variedad de procesos químicos en la industria farmacéutica.
<b>Protarget</b>	N.D.	Generación de potencia de red a gran escala, hibridación con biomasa o biogás, vapor y calor de proceso, desalinización y climatización. Indicado también para aplicaciones distribuidas.
<b>Rackam</b>	S10, S20	Vapor saturado, cocina solar, refrigeración, secado, agua caliente sanitaria, calefacción, calor de proceso para aplicaciones industriales.
<b>SIJ, DLR, Solitem y Alanod.</b>	PTC 1000	Suministro de calor de proceso y frío solar en hoteles, hospitales e industrias.
<b>Skyline</b>	High Gain Solar y/o Skyline Solar X14	Generación de electricidad
<b>Smirro</b>	SmirroTM	Aplicaciones descentralizadas, calor de proceso y refrigeración para usos industriales y desalinización de agua de mar o salobre, tratamiento de aguas salobres o fecales, generación de electricidad.
<b>Solargenix</b>	Power Roof	Aplicaciones industriales de media temperatura, en especial aplicaciones de refrigeración solar acoplado a máquinas de absorción de doble efecto. Válido también para aplicaciones de uso residencial, para aplicaciones de baja temperatura, como calefacción y suministro de agua caliente sanitaria (ACS).
<b>Solarlite</b>	SL 2300	Producción de electricidad principalmente, pero también aplicable a producción de calor de proceso y refrigeración solar. Aplicaciones en la industria del papel y la celulosa, fábricas cerveceras, industria láctea, industria de bebidas e industria química.
<b>Solarmirrortec</b>	SMT-8	Procesos industriales de media temperatura, hasta 250 °C. Aire acondicionado y refrigeración solar en edificios grandes, almacenes, conservación de alimentos..., calor y vapor de proceso y desalinización.
<b>Solel Solar Systems</b>	IND 300	Concebido para aplicaciones comerciales e industriales entre 250-300 °C. Ejemplos de aplicaciones: desalinización, calor de proceso para la industria, cogeneración, frío solar por absorción para climatización de naves industriales y refrigeración de cámaras frigoríficas, distribución urbana de calor y frío.
<b>Solitem</b>	PTC 1100	Aplicaciones de pequeña escala y para uso doméstico.
<b>Solitem</b>	PTC 1800	Instalaciones de media escala. Posibles aplicaciones: refrigeración y calefacción solar, suministro de vapor de proceso, generación de electricidad, cogeneración y sistemas combinados ("Combined Heat, Cooling and Power" ó CHCP), sistemas híbridos, plantas desalinizadoras. Posibles aplicaciones en diferentes sectores: hoteles, clínicas, industria (alimentaria, textil, química), supermercados, bloques de viviendas. Ejemplos de proyectos llevados a cabo: fábrica de rodamientos en Ankara, Iberotel Sarigerme Park en Dalaman, Turquía. Proyectos en desarrollo actual: hoteles en Marruecos y clínicas médicas en Turquía.
<b>Solitem</b>	PTC 3000, PTC 4000	Refrigeración, aire acondicionado, y calefacción de edificios de varias viviendas, edificios públicos, hospitales, fábricas,...generación de electricidad, producción de vapor y de agua caliente.
<b>Soltigua</b>	Línea de productos PTMx y FTM	Especialmente aptos para su incorporación en edificios, sobre todo de carácter industrial, comercial, y edificios de oficinas, aunque también residencial, bien en azoteas, sobre terreno o sobre techos de aparcamientos. Posibles industrias objetivo: alimentaria y de bebidas, plástico, química, papel, textil, limpieza. Posibles procesos: limpieza a vapor, pasteurización, secado, cocción, extrusión de plástico, tratamientos térmicos, calentamiento hasta ebullición, destilado, blanqueado y tinte. Posibles ubicaciones: fábricas, hoteles y resorts, centros comerciales, edificios de oficinas, sistemas de canalización y distribución de calor y frío urbanos.
<b>Sopogy</b>	SopoFlare	Colector diseñado para su instalación en azoteas y lugares con espacio reducido y para aplicaciones de capacidades pequeñas, en lo que se denomina como MicroCSP. Adecuado para generación de electricidad de forma descentralizada, generación de calor de proceso para aplicaciones industriales y para refrigeración solar y aire acondicionado, desalinización, deshumidificación y secado.
<b>Sopogy</b>	SopoNova 4.0, SopoHelios, SopoTitan	Generación de electricidad de forma descentralizada, generación de calor de proceso para aplicaciones industriales y para refrigeración solar y aire acondicionado, desalinización, deshumidificación y secado. Aplicaciones de pequeña y media escala: 250kW <sub>t</sub> – 20 MW <sub>t</sub> .
<b>SRB Energy</b>	UHV	Calor de proceso, calor y frío solar entre 80-200 °C, calefacción y refrigeración de edificios urbanos y de ámbito industrial, hibridación.
<b>STG Internacional</b>	N.D.	Generación de electricidad de forma distribuida en medios rurales
<b>SunOyster Systems</b>	SunOyster 16	Generación híbrida de electricidad y calor de proceso para aplicaciones de hasta 170 °C. Instalaciones descentralizadas y conectadas a la red. Generación de electricidad, calor de proceso para ámbito

		comercial e industrial o residencial, ACS, calefacción y refrigeración solar.
<b>SUNTRAK SYNERGY</b>	N.D.	Generación de calor y vapor de proceso, calefacción solar. Por sectores: textil (blanqueado, secado, tratamiento térmico), industria del plástico y polímero (extrusión, secado, tratamiento de residuos, vertidos y aguas residuales), sector del automóvil (procesos de limpieza, secado de pintura, desengrasado), industria química (tratamientos térmicos, secado, extracción, galvanizado, tratamiento de residuos, calentamiento hasta ebullición, destilado), industria del papel y la celulosa (blanqueado, secado, proceso Kraft de fabricación de la pasta de papel), sector servicios, hoteles, hospitales,.. (lavado, servicio de lavandería, cocina), industria alimentaria, procesado y elaboración de alimentos (procesos de concentración, deshidratación, secado, pasteurización, esterilización).
<b>Tecnología Solar Concentradora (TSC)</b>	CCStaR	Concentrador propicio para instalaciones donde el espacio es reducido y para su integración en azoteas y tejados. Apto para aplicaciones industriales y comerciales suministrando calor y vapor de proceso (lavanderías, industria alimentaria y de bebidas, plantas químicas, desalinización, tratamiento de aguas residuales...), calefacción y frío solar en edificios comerciales y redes de calefacción urbana.
<b>Thermax India</b>	SolPac P60	Aplicaciones industriales con productos lácteos, comidas y bebidas, productos farmacéuticos y en fábricas cerveceras, hospitales, sector automovilístico y en refrigeración industrial.
<b>Trivelli Energy</b>	SolarWing Evo	Suministro de calor de proceso y refrigeración solar a nivel industrial y en edificios grandes.
<b>Ultra Lite Solar</b>	N.D.	Aplicaciones distribuidas de generación de calor de proceso, refrigeración y generación de electricidad.
<b>Universidad de Florencia</b>	SALTO PTC 1 (F-PTC2200), SALTO PTC 2 (F-PTC1600)	Generación de calor de proceso a temperaturas medias, entre 100 °C y 250 °C, y aplicaciones de calefacción y refrigeración solar.
<b>Universidad de Lleida, APSE</b>	BiFres, PlaFres, ReFres	Generación de electricidad de forma distribuida e integración arquitectónica del modelo de colector
<b>Universidad Nacional de Australia (ANU)</b>	CHAPS doméstico (Combined Heat and Power Solar System)	Cogeneración, generando electricidad y calor de proceso a baja temperatura. Uso para calefacción, refrigeración y requerimientos de potencia en edificios de viviendas.
<b>Universidad Nacional de Australia (ANU)</b>	CHAPS largo (Combined Heat and Power Solar System)	Cogeneración, generando electricidad y calor de proceso a baja temperatura en edificios comerciales e industriales.
<b>Vicot Air conditioning</b>	N.D.	Refrigeración, calefacción y agua caliente sanitaria (ACS). Aplicable a sistemas híbridos con apoyo complementario de calderas, y sistemas de cogeneración. Aplicaciones a nivel residencial, comercial y edificios industriales. Generación de calor y vapor de proceso para aplicaciones industriales como: procesos textiles y teñido, fabricación de materiales de construcción, papel, caucho, procesado de alimentos, productos farmacéuticos, hospitales y otros usos sanitarios.

**Tabla 5.19. Aplicaciones para captadores solares de concentración de gran escala**

Fabricante	Nombre del producto	Aplicaciones
<b>Aalborg CSP</b>	N.D.	Generación de electricidad y de vapor de proceso en centrales térmicas. Aplicaciones industriales de generación de agua caliente presurizada hasta 160 °C y vapor saturado hasta 242 °C y 35 bar.
<b>Abengoa Solar</b>	E2, PT-2	Instalaciones de gran escala. Generación de potencia (ciclos Rankine ORC), generación de vapor, desalinización.
<b>AIRA termosolar</b>	N.D.	Generación térmica, generación eléctrica, frío industrial, desalinización.
<b>Airlight Energy</b>	N.D.	Generación de potencia eléctrica principalmente, producción de calor de proceso y almacenamiento térmico. Aplicaciones de alta temperatura (> 600 °C) y grandes proyectos para aprovechar economías de escala.
<b>Albisa Solar</b>	AT 150	Producción de energía solar fotovoltaica a gran escala
<b>Alpha-E</b>	AT 800	Producción de potencia eléctrica a gran escala.
<b>Alsolen Alcen</b>	Alsolen	Proyectos llave en mano de producción de potencia a media y gran escala en centrales térmicas, entre 5 y 100 MW <sub>t</sub> , ó 1-20 MW <sub>e</sub> , y también proyectos de producción de electricidad descentralizada. Producción de calor hasta 300 °C y 100 MW <sub>t</sub> , almacenamiento térmico, desalinización de agua y producción de frío en capacidades del orden de 100 kW <sub>t</sub> .
<b>AM-Brain</b>	K125	Generación de electricidad en turbina de vapor sobrecalentado.
<b>Archimede Solar Energy</b>	HCESH	Generación de potencia principalmente, y producción de calor de proceso y vapor, y almacenamiento térmico. Grandes proyectos para aprovechar economías de escala. Aplicaciones con sales fundidas como fluido térmico.
<b>Areva Solar</b>	N.D.	Generación de electricidad en centrales térmicas.
<b>BBEnergy</b>	N.D.	Producción de electricidad descentralizada, producción de vapor y calor de proceso, frío solar acoplado a una máquina de absorción, desalinización.
<b>Cnim</b>	N.D.	Producción de electricidad en ciclo Rankine de baja temperatura en centrales térmicas. Producción directa de vapor (DSG).
<b>Consorcio europeo</b>	Eurotrough, ET 150, SkaET 150	Generación de energía a gran escala en centrales termosolares
<b>Crale Energy Saving</b>	SIFC8	Generación de potencia a gran escala en central térmica.
<b>Elianto</b>	N.D.	Generación de potencia en plantas térmicas de gran escala y temperaturas medias-altas (>400 °C) e instalaciones de capacidades medias con temperatura de operación medias o medias-bajas (200-400 °C), cogeneración (trigeneración), producción de calor de proceso a temperaturas medias hasta 300 °C, desalinización.
<b>ENEA</b>	N.D.	Generación de potencia a gran escala. Almacenamiento de calor mediante uso de sales fundidas, desalinización.
<b>Erfis</b>	Erfitrough	Aplicaciones industriales de calor de proceso de media temperatura, generación de electricidad,

		refrigeración solar, desalinización.
<b>Feranova</b>	FRT-1C10, FRT-1C20	Uso a nivel de centrales térmicas e industrial. Calor y vapor en procesos de minería, textiles, procesado de alimentos, plantas de desalinización, refrigeración solar, procesos de secado.
<b>GlassPoint Solar</b>	Enclosed Trough	Utilidad como generadores de vapor a gran escala para la industria del petróleo y del gas en la extracción de combustible mediante la técnica de recuperación mejorada de petróleo (Enhanced Oil Recovery) o inyección de vapor. Producción de electricidad de red.
<b>Glax Tech</b>	ThermeX	Producción de calor para procesos industriales, refrigeración doméstica e industrial (frío solar) acoplado el colector Fresnel a una máquina de absorción, producción de hidrógeno, desalinización y purificación de agua salobre, producción de energía eléctrica.
<b>Gossamer Space Frames y 3M</b>	Large Aperture Trough (LAT) 73	Aplicaciones de red de gran escala y aplicaciones distribuidas de media escala. Producción y aumento de potencia mediante inyección de vapor en cámaras de combustión en turbinas de gas, sistemas de energía híbridos, cogeneración, producción de calor de proceso a nivel industrial.
<b>Heliodynamics</b>	HD16. Dos versiones: HD16-11 y HD16-21	Usos similares a los ya expuestos del resto de la gama de productos de Heliodynamics, los concentradores HD7.c y HD10. El colector HD16-11 está particularmente enfocado a abastecer energéticamente y formar parte de sistemas de calefacción y refrigeración de tamaño modular y escalable en edificios residenciales y del sector servicios. La finalidad de la versión de mayor tamaño, denominada HD16-21, es la generación de potencia en aplicaciones industriales.
<b>Himin Solar</b>	N.D. (modelos Fresnel y CCP de gran escala)	Producción de potencia en centrales termosolares
<b>Hitachi Zosen Corporation</b>	HSLPF (Hitz Super Low Profile Fresnel)	Generación de potencia
<b>Huayuan New Energy project</b>	Gama de colectores HY-Trough-6.	Aplicaciones industriales de media y gran escala. Sectores industriales para los cuales posee capacidad de integración: energía, alimentación (comida y bebidas), plástico, procesado del vidrio, químico, caucho, maderero y del papel, textil, sector público e industria tabaquera. Procesos industriales en los que interviene mediante el aporte de energía térmica en forma de vapor, de agua presurizada o de aire: generación de potencia, lavado, pasteurización, procesos de concentrado, procesos de separación como el destilado, secado, mezclado, aplanado, tratamientos térmicos, blanqueo, tinte, enchapado, tratamiento y recuperación de aguas, deshielo o descongelación del asfalto. Temperaturas bajas en la mayoría de procesos (80-150 °C), y algunos a temperaturas medias (150-360 °C).
<b>IAUS</b>	N.D.	Generación de electricidad de red.
<b>IMK</b>	CSP- Trough	Calor de proceso, refrigeración solar, producción de electricidad, desalinización.
<b>KGDS Renewable Energy Private Limited</b>	N.D.	Centrales solares térmicas, centrales híbridas solar-biomasa, desalinización, generación directa de vapor de proceso. Aplicaciones concretas del vapor generado: pasteurización, procesamiento de la leche en las ganaderías, secado agrícola, calefacción y frío solar.
<b>Lanzhou Dacheng</b>	N.D. (modelos Fresnel y CCP de gran escala)	Generación de potencia eléctrica a gran escala
<b>Masdar Clean Energy (Mubadala Company)</b>	N.D.	Generación de potencia a gran escala.
<b>Menova Engineering / Power-Spar</b>	PS-140	Generación de electricidad de red a gran escala, fotobiorreactor, refrigeración solar, aire acondicionado de origen solar, generación de energía térmica y calor de proceso de media y alta temperatura, cogeneración energía eléctrica y térmica (Combined Solar Heat and Power (CHP)), proyectos de eficiencia energética y de arquitectura "verde", calefacción solar, generación de agua caliente a baja temperatura (en configuración híbrida) o media y alta temperatura (configuración térmica), agua caliente sanitaria (ACS) y agua de proceso, aplicaciones de carácter industrial.
<b>Millennium Energy Systems</b>	Milenio	Generación de potencia eléctrica, generación de frío para refrigeración industrial y climatización tanto a nivel industrial como doméstico, calor a media y alta temperatura para procesos industriales, generación de vapor de proceso para procesos industriales, suministro de electricidad para procesos industriales y domésticos, purificación de agua potable en depuradoras, aporte de energía térmica para proceso de pasteurización, aporte de agua a 200 °C para proceso de esterilización en fábricas embotelladoras, aplicaciones en el sector papelerero y en el textil. Proyectos de cogeneración (en sector hotelero, hospitalario, industrial, o en puertos) y trigeneración (uso residencial y urbano, grandes edificios públicos...). La versión del colector de gran tamaño está principalmente orientado, tal y como indica su mayor temperatura de trabajo y su tamaño, para la generación de electricidad.
<b>Mithras AG</b>	Mithras Lumen 8.4	Generación de potencia a gran escala en centrales térmicas, trigeneración (electricidad, calor y refrigeración), calor de proceso para aplicaciones industriales, desalinización solar, refrigeración solar y climatización, y combinación de éstas.
<b>Mulk Enpar Renewable Energy (US Clean Energy Technologies)</b>	N.D. (modelo CCP)	Aplicaciones a gran escala. Ejemplos: desalinización, aire acondicionado, vapor de proceso, calentamiento o precalentamiento de fluido térmico en centrales termosolares, tratamientos de aguas y residuos.
<b>Mulk Enpar Renewable Energy (US Clean Energy Technologies)</b>	N.D. (modelo Fresnel)	Aire acondicionado solar, vapor de proceso.
<b>Novatec Solar</b>	DMS (Direct Molten Salt)	Generación de potencia principalmente, en una planta puramente solar, o en combinación con combustibles fósiles en plantas híbridas, para reducir parcialmente el consumo de fuel manteniendo la misma capacidad de la planta, o aumentar ésta manteniendo constante el gasto de fuel. Otras aplicaciones: desalinización y refrigeración urbana, o "de distrito".
<b>Novatec Solar</b>	Supernova (vapor sobrecalentado)	Generación de potencia principalmente, en una planta puramente solar, o en combinación con combustibles fósiles en plantas híbridas, para reducir parcialmente el consumo de fuel manteniendo la misma capacidad de la planta, o aumentar ésta manteniendo constante el gasto de fuel.
<b>Novatec Solar</b>	Nova-1 (vapor saturado)	Generación de potencia y calor y vapor de proceso para aplicaciones industriales a temperaturas bajas y medias en sectores como el alimentario, textil, químico y la industria del gas y el petróleo.
<b>Ronda High Tech</b>	RHT 2500 Trough	Refrigeración solar, generación de electricidad, generación de vapor para usos industriales, generación de agua caliente para calefacción urbana.

<b>Royal Tech CSP</b>	Royal Trough	Generación de potencia a gran escala.
<b>SAMCA</b>	Samcatrough	Generación de potencia termoeléctrica en plantas termosolares de tecnología cilindro parabólica
<b>Schlaich Bergermann und Partner (SBP)</b>	Ultimate Trough	Generación de potencia a gran escala.
<b>SENER</b>	SENERtrough, SENERtrough 2	Generación de potencia a gran escala
<b>SkyFuel</b>	SkyTrough, SkyTroughDSP	Generación de potencia a gran escala en centrales térmicas y calor de proceso para aplicaciones industriales.
<b>SLT Energy</b>	SOL Yatna CSP	Generación de potencia a gran escala, calor de proceso a temperatura media (250 °C) en industria química, generación de vapor a media temperatura en industria farmacéutica para procesos de secado y otros, industria de productos lácteos y alimentaria en general en proceso de pasteurización y otros.
<b>Solar Euromed</b>	LFR500	Aplicaciones de gran escala para generación de electricidad en centrales termosolares y producción de calor de proceso.
<b>Solar Power Group (SPG) (Solarmundo NV).</b>	N.D.	Producción de electricidad a gran escala para su inyección en la red eléctrica, desalinización, vapor y calor de proceso, calefacción y refrigeración solar.
<b>Solarlite</b>	SL 4600	La principal aplicación es la generación de potencia eléctrica, pero también admite usos a nivel industrial en variedad de procesos de la industria del papel y la celulosa, fábricas cerveceras y otras fábricas de bebidas, industria láctea, industria química o cogeneración y refrigeración urbana.
<b>Solarmirrortec</b>	SMT-70	Especialmente indicado para generación de potencia y calor de proceso en procesos industriales de hasta 550 °C.
<b>Solel Solar Systems</b>	LS-1, LS-2, LS-3	Integración en plantas SEGS I-II (LS-1), SEGS II-VII (LS-2), SEGS V-IX (LS-3) para producción de potencia a gran escala.
<b>Soltigua</b>	Línea de productos FLT	Especialmente aptos para su incorporación en edificios, sobre todo de carácter industrial, comercial, y edificios de oficinas, aunque también residencial, bien en azoteas, sobre terreno o sobre techos de aparcamientos. Posibles industrias objetivo: alimentaria y de bebidas, plástico, química, papel, textil, limpieza. Posibles procesos: limpieza a vapor, pasteurización, secado, cocción, extrusión de plástico, tratamientos térmicos, calentamiento hasta ebullición, destilado, blanqueado y tinte. Posibles ubicaciones: fábricas, hoteles y resorts, centros comerciales, edificios de oficinas, sistemas de canalización y distribución de calor y frío urbanos.
<b>Sunlis</b>	SUNLIS Trough 2.0	Aplicaciones con temperaturas de operación de hasta 400 °C.
<b>SunPower</b>	C7 Tracker	Generación de electricidad
<b>SUNTRAK SYNERGY</b>	N.D.	Vapor de proceso y generación eléctrica para uso industrial, como en la industria alimentaria y de bebidas, limpieza industrial, cocina solar y al vapor, y aplicaciones en procesos industriales como esterilización, pasteurización, secado, lavado y teñido, blanqueo de papel o destilado.
<b>Termopower</b>	TCP 150 , TCP 200	Generación de energía fotovoltaica y termosolar, en turbinas de ciclos Rankine.
<b>Torresol Energy</b>	SENERtrough	Generación de potencia a gran escala
<b>Tsk Flagsol</b>	Skal-ET (Eurotrough), HelioTrough	Generación de potencia a gran escala.
<b>URSSA</b>	URSSATrough	Generación de potencia



## 6 Conclusiones

### 6.1 Principales resultados y conclusiones

El calor de proceso de origen solar tiene un gran potencial de uso en un rango muy amplio actividades y procesos industriales, en el ámbito doméstico y en generación de agua caliente y vapor para distribución urbana, entre otros. Esta situación representa una oportunidad en países como España y otros de la región europea, donde existe una gran dependencia energética del exterior por el uso masivo de fuentes de energía no renovables, no disponibles en nuestro país.

En respuesta a la llamada efectuada por la IEA, a través de los programas Solar Heat and Cooling Programme (SHC) y SolarPACES, que tratan de determinar el alcance del calor de proceso de media temperatura en la industria y sus posibles aplicaciones, muchas empresas del sector y de múltiples nacionalidades se han ido sumando al interés por diseñar módulos solares de pequeño ancho de apertura y media concentración (CSP), con factores de concentración en torno a  $C_g=15-50$ , capaces de suministrar calor y vapor de proceso a temperaturas entre 100°C y 300°C, y con sistemas directos con agua como fluido térmico o sistemas indirectos basados en aceites térmicos.

Estos diseños derivan de lo aprendido en las últimas décadas en proyectos de ingeniería solar térmica de media y alta temperatura, con módulos solares tipo CCP, y más recientemente Fresnel, en grandes campos solares de centrales termoeléctricas. Las tablas 5.1 y 9.1 muestran la ficha de presentación del total de fabricantes, y sus referencias y webs corporativas.

En ambos mercados, CSP de pequeña escala y de gran escala, existe aún a día de hoy una desventaja en costes respecto de otras fuentes de energía, lo que resta competitividad a este tipo de sistemas de captación solar. Esto fuerza a buscar nuevos diseños de estructuras, espejos, receptores, recubrimientos selectivos y sistemas de seguimiento y accionamiento que contribuyan al incremento de eficiencia junto con los requisitos de reducción de costes previstos.

Aunque el mercado CSP de gran escala ha alcanzado bastante madurez en las últimas dos décadas, con la tecnología de concentradores cilindro-parabólicos (CCP) aplicadas a centrales termoeléctricas de gran capacidad instalada (típicamente 50-100 MW), la muy reciente formación y estructuración del mercado CSP de módulos de pequeño tamaño (pequeña escala, 100 kW-10MW) encuentra aún barreras de entrada, debido a factores como el bajo precio del petróleo en los últimos años, la dificultad de acceso a operación en economías de escala, las dificultades para captar inversores y fuentes de financiación, apoyo en forma subvenciones y compensaciones retributivas suficientes por parte de la legislación vigente, los sobrecostes que genera la necesidad de añadir sistemas de almacenamiento térmico para evitar los inconvenientes por la falta de capacidad de regulación del recurso solar, los mayores costes del terreno y la escasa experiencia acumulada hasta el momento por los fabricantes presentes en el mercado.

Al estar el campo solar en ambientes urbanos e industriales, la disponibilidad y el coste del suelo representa un problema mucho más grave que en el caso de centrales termoeléctricas, situadas habitualmente fuera de las ciudades, en grandes extensiones de terreno planas y sin pendiente, con altos niveles de irradiación diaria y media anual y en ambientes áridos y desérticos, donde el suelo tiene poco valor. En el caso de instalaciones de pequeña escala, esto a menudo no es así, y el campo solar debe ser capaz de adaptarse a las condiciones de la extensión y geometría del escaso terreno disponible. Por ello, los nuevos módulos se diseñan específicamente para su instalación en espacios reducidos, y de difícil acceso, para autoabastecimiento y generación distribuida, no conectada a la red. Estamos hablando de emplazamientos como azoteas (figura 5.8), tejados fachadas y cubiertas (figuras 3.17, 5.11, 5.12 y 5.21), y hasta techos de marquesinas y plazas de aparcamiento cubiertas (figura 5.9).

Los costes actuales en energía solar térmica de concentración, en el mercado de gran escala, rondan habitualmente los 200 €/m<sup>2</sup> para captadores CCP con aceite térmico, coste que se incrementa en el caso de las centrales basadas en otros fluidos: sales fundidas (230 €/m<sup>2</sup>), vapor (300-400 €/m<sup>2</sup>), y aire (440 €/m<sup>2</sup>). Los costes de inversión medidos en relación a la potencia instalada, se sitúan en el rango de 2500-4000 €/kW, e incluso algo superiores en modelos novedosos CCP de gran tamaño y uso de material de construcción, así como instalaciones complejas y largas con maquinaria pesada (grúas, camiones,...). En Fresnel de ancho de apertura entre 10 m y 25 m, la simpleza de la estructura, procesos de instalación, receptores más sencillos y reducción de los requisitos técnicos en los sistemas de accionamiento (actuadores y número y potencia de los motores de accionamiento) permite reducciones del coste importantes, aproximadamente 150 €/m<sup>2</sup> y 1000 €/kW. Ello le sitúa en costes similares a la tecnología fotovoltaica a gran escala, entre 1000-1400 €/KW.

En pequeña escala es difícil acercarse a estos niveles de coste, por el estado del arte de la tecnología actual, la dificultad de acceder a economías de escala y otras barreras ya comentadas. Las cifras varían según la tecnología de concentración. Los costes por m<sup>2</sup> de área de apertura decrecen al aumentar la capacidad de la instalación. En el mejor de los casos, los costes mínimos alcanzados según la tecnología de captación solar, basándose generalmente en sistemas directos o indirectos con agua presurizada o vapor, y tubos con bastante frecuencia atmosféricos, son los siguientes, para las dos tecnologías principales: Fresnel (200 €/m<sup>2</sup>), CCP (300-400 €/m<sup>2</sup>), y hasta 550 €/m<sup>2</sup> con tubos evacuados. Otras tecnologías de concentración con niveles bajos de integración en el mercado CSP de pequeña escala, como son los captadores FMSC y lentes Fresnel, se sitúan en un escalón intermedio entre los costes de los módulos Fresnel y CCP, alrededor de los 400 €/m<sup>2</sup>. Normalmente los costes reales son bastante mayores a los indicados, porque las instalaciones suelen tener extensiones muy pequeñas. En referencia al coste total por KW producido, el intervalo se sitúa entre 1000-2000 €/KW, según la tecnología, destacando de nuevo los captadores Fresnel, aunque no quedando muy lejos en este caso los captadores tipo CCP, que aprovechan su ventaja en lo que se refiere al comportamiento óptico y térmico. En ambos casos, tanto pequeña escala como gran escala, los módulos con seguimiento en 2 ejes aumentan en demasía el coste, debido fundamentalmente a la complejidad de la estructura, aumento de los motores de accionamiento y menor índice de aprovechamiento del campo solar; no compensando el incremento en la eficiencia producido. En resumen, la tecnología más barata es, sin lugar a dudas, la tecnología Fresnel, seguida del resto a una distancia considerable.

Por otra parte, se está investigando con modelos híbridos que utilizan arquitecturas convencionales, fundamentalmente CCP, aunque también algunos Fresnel, que montan receptores híbridos, con receptores fotovoltaicos de Si frontales, y tubos absorbentes, normalmente de acero o cobre, por la parte trasera, o receptores absorbentes de diferentes secciones, fabricados con perfiles extruidos, para aumentar el área de contacto y refrigerar las células fotovoltaicas. Los costes registrados por KW, entre energía eléctrica y térmica, son 1250 €/KW, para el caso de los módulos CCP híbridos, y 1150 €/KW para los módulos Fresnel híbridos. En fotovoltaica también se observan algunos diseños de concentración solar, con lentes Fresnel, normalmente lineales, y seguimiento en 1 eje. Sus costes rondan los 750 €/kW.

El coste de la energía eléctrica producida es ligeramente inferior en módulos Fresnel, comparado con otras tecnologías CSP de media concentración.

Aunque se espera una reducción significativa de costes impulsada por las innovaciones y avances en la curva de aprendizaje de los productores, y se prevé buenas expectativas del desarrollo del mercado en los próximos años, lo cierto es que las barreras anteriormente comentadas generan actualmente una gran inestabilidad entre la oferta disponible a nivel comercial en el mercado CSP de pequeña escala. Esto provoca que en los últimos 5 años haya habido cambios continuos en lo referente a las entradas y salidas de productores y proveedores en el mercado, e industrias auxiliares. Las figuras 5.1 y 5.2, y 8.1 a 8.5 en el anexo I, muestran la distribución geográfica del mercado por tecnologías de concentración, desde el punto de vista de la oferta, y la figura 2.12 muestra el conjunto de la demanda y consumo, según las instalaciones CSP en funcionamiento, en construcción y previstas. La evolución y los movimientos acaecidos recientemente entre los productores en los mercados de pequeña y gran escala, para cada tipo de tecnología, se exponen en las gráficas 8.6 a 8.10. Por otra parte, la participación del conjunto de tecnologías de concentración, a escala mundial, o según la región geográfica, se muestran en las figuras 8.11 a 8.14.

Con estos resultados se concluye que el mercado ha estado principalmente concentrado, hasta el momento, en EE.UU. y Europa, especialmente en España, Alemania e Italia. Sin embargo, se observa una tendencia expansionista que ha abierto nuevos mercados en zonas que presentan grandes potenciales en el recurso solar, como es el caso de India, China y Australia, y quizás próximamente se vean avances similares en la región MENA. Esta tendencia está impulsando la proliferación de industrias y productores CSP de nueva factura en estas regiones.

En lo referente a aspectos constructivos y de los componentes de los módulos, se han estudiado los avances y nuevas soluciones aplicadas a los tipos de estructuras, diseños de receptores y recubrimientos selectivos, tipos de espejos y sistemas de seguimiento, accionamiento y control de los módulos, según el tipo de tecnología de concentración.

Comenzando por las estructuras, se ha podido constatar las nuevas soluciones implantadas en módulos CCP, en contraste con las convencionales tubo de torsión, caja de torsión y tipo malla plana, o tridimensional de cerchas en V o rectangulares (space frame). Éstas son sistemas de rueda de soporte giratoria (supporting Wheel), marcos rectangulares alrededor de los espejos, con refuerzo de barras o perfiles metálicos por delante de los espejos, o costillas por detrás; y cajas de construcciones, fundamentalmente. Todas ellas tratan de simplificar la estructura, aligerarla y abaratarla, al tiempo que se mantiene una rigidez estructural aceptable, según el



caso y el tamaño del módulo CCP. La rueda giratoria, que se adapta tanto a módulos de pequeño tamaño como de gran tamaño, interviene además en el sistema de accionamiento apoyándose en un engranaje tipo tornillo sin fin que le trasmite el movimiento, o mediante un cable alrededor de su contorno. Sirve también como mecanismo reductor de la velocidad de giro a la salida del motor. Los sistemas tipo marco, para módulos de pequeño y medio tamaño, son simples y baratos, aunque hay que tener en cuenta una cierta pérdida de área por sombreado de las barras de refuerzo frontales. Por su parte, las cajas de construcciones son aptas para modelos pequeños y muy pequeños (micro-CSP). Son los diseños más simples, asociados a placas planas aislantes del espejo y receptor respecto del exterior, y tubos atmosféricos. Destacan por su bajo peso y coste, y su facilidad de limpieza.

En gran escala se ha comenzado a plantear, de manos de la empresa GlassPoint Solar, otro tipo de estructura, diseñada especialmente para su operación en ambientes desérticos, áridos y donde el polvo y la erosión supone un problema. Consta de un cubierta acristalada tipo nave industrial que recubre todo el captador solar, y los espejos CCP simplemente se suspenden de cables tensores y se redireccionan a través de éstos. Este sistema reduce enormemente los costes de estructura, permite un espectacular aprovechamiento de hasta el 95% del campo solar y facilita sistemas de limpieza robotizados más eficientes y rápidos, pero pierden eficiencia óptica, ente otras razones por las sombras que producen las vigas de aluminio de la nave acristalada, y eficiencia térmica.

En sistemas tipo Fresnel, la otra tecnología de gran difusión en el mercado, las estructuras de soporte se basan en bastidores situados en plano inferiores a las bandas de espejos primarios, con perfiles longitudinales y transversales al eje del captador paralelos 2 a 2, normalmente, en una estructura tipo malla. Las bandas de espejos se componen de filas paralelas, cada una de ellas formada por facetas. La faceta, o espejo, puede contener tras él una placa sustrato, y todo ello se soporta por estructuras de distinto tipo: soporte espacial (en celosía), de tubo de torsión, rueda giratoria y estructura tipo caja hueca (monocasco), fabricada en perfiles planos extruidos, longitudinales y transversales, pegados, remachados o atornillados. Las estructuras de faceta tipo tubo de torsión, en celosía y rueda de soporte son más aptas para módulos grandes, con anchos de faceta de hasta 2-2,5 m.

Las estructuras típicas los captadores FMSC se componen de matrices, planas o curvas, con espejos distribuidos, como los captadores Fresnel, que normalmente son planos, pero que pueden curvarse ligeramente o pueden ser pequeñas bandas de espejo de canal cilindro-parabólico para aumentar la concentración, ya que estos sistemas palidecen, entre otras cosas, de conseguir factores de concentración insuficientes. Presentan problemas por coste de la estructura, según el tipo de diseño, y efectos de sombreado y bloqueo entre espejos paralelos consecutivos. No disponen apenas de desarrollos comerciales actualmente.

Tampoco las lentes Fresnel gozan de una gran integración en el mercado CSP, sino que encuentran mayor acomodo en el mercado fotovoltaico de concentración (CPV). Las lentes refractantes se sitúan por delante del receptor, y suelen tener una configuración lineal. Pueden utilizarse también, en módulos de media concentración, para módulos híbridos. Las lentes Fresnel puntuales pueden ser de contorno rectangular o radial, y encuentran sus mayores aplicaciones en hornos solares. El proceso de fabricación de las lentes consta de

varios pasos: moldeo por inyección de vidrio o plástico fundido, prensado, enfriamiento lento, corte y mecanizado del contorno, y limpieza de la lente y aplicación de capa protectora PVD en cámara de vacío. No se pulen las lentes, porque resulta un proceso muy caro.

Las tecnologías de espejos convencionales son gruesos y pesados espejos de vidrio de 2ª superficie, de grosor 3-4 mm. La evolución hacia la búsqueda de menores costes condujo a espejos de 1ª superficie, y muy recientemente se observa un cambio de tendencia con espejos de 1ª superficie, denominados cintas reflectantes autoadhesivas, multi-laminares de películas poliméricas recubiertos frontalmente de películas reflectantes de Ag, Al u óxidos reflectantes, y películas protectoras del ambiente de óxidos transparentes. Estos espejos deben asentarse sobre capas sustrato, que pueden ser de Al o de materiales compuestos, con estructuras multicapa de nido de abeja metálico en el interior y capas externas de plásticos reforzados con fibra de vidrio. Por otra parte, se apuesta por espejos de láminas anodizadas de Al.

Los tipos de estructuras, y su peso, junto con el de los espejos y las dimensiones de éstos (según su ancho de apertura D) influyen directamente en los actuadores, potencias requeridas en los motores y en los sistemas de fijación al terreno. Los sistemas de accionamiento de gran escala en CCP suelen ser sistemas mecánicos directos acoplados al eje de torsión, a través de engranajes planetarios coaxiales o de distinto eje al de giro del captador, y sobre todo sistemas hidráulicos (*drive pylon*) para mayores potencias y pares de torsión. En pequeña escala encontramos sistemas mecánicos, con engranajes reductores a la salida de los motores eléctricos y mecanismos de barras y cadenas, barras lineales telescópicas y sistemas de polea y cable o correa. En sistemas Fresnel encontramos sistemas de accionamiento conjunto o simultáneo del total de las bandas de facetas. Los actuadores son mecanismos biela-manivela, engranajes y cadenas, o cojinetes de transmisión y sistemas polea-cable.

Las fijaciones al terreno suelen ser cimentaciones profundas en el caso de los módulos de gran escala, y enclavamientos más superficiales o incluso uniones atornilladas o peanas de cemento. Los materiales de las estructuras suelen ser acero inoxidable en grandes estructuras, con la excepción de algún módulo CCP en gran escala fabricado en hormigón. Cada vez se tienden más a incluir materiales metálicos más ligeros como el Al y materiales compuestos. En pequeña escala, éstos últimos tienen mucha más presencia.

Los sistemas de seguimiento en CSP de media temperatura suelen seguir el Sol en un solo eje, y la orientación suele ser norte-sur, si se quiere captar el máximo de energía anual posible. Los tipos de sistemas pueden ser basados en sensores solares o en algoritmos astronómicos de diferente nivel de sofisticación y coste, según la complejidad del algoritmo, el coste del equipo informático necesario y si se basan en actualizaciones de la ecuación del tiempo solar para cada hora del día, o según el día del año. Los sensores solares aportan la ventaja principal de una medición precisa de la radiación directa incidente y la precisión de la posición del captador para seguir al Sol, pero tienen como inconveniente que dejan de seguir al Sol en cuanto se reducen los niveles de  $G_b$  por aparición de nubes, además que son dispositivos caros y de mantenimiento costoso y frecuente. Los sistemas de control, que pueden ser en lazo abierto o cerrado, siendo éstos últimos más complejos pero más estables y precisos, suelen determinar una velocidad estimada para un cierto intervalo de tiempo en previsión de la falta de radiación probable durante ese intervalo. Por otra parte, cada vez más se opta por sistemas híbridos,

denominados también sistemas máster-esclavo, esto es, un sistemas principal que actúa en condiciones normales, basado en sensores solares, y un sistema secundario basado en algoritmos astronómicos que predicen la posición solar.

Los receptores térmicos en CCP pueden ser de dos tipos, tubos simplemente aislados, con una carcasa cilíndrica coaxial al tubo absorbente, es decir, atmosféricos, o evacuados, aplicando vacío en la región entre tubo y carcasa. Sobre la superficie de captación del tubo absorbente se aplica un recubrimiento que, dependiendo de sus características, puede ser más o menos selectivo. La inclusión de vacío influye también en el recubrimiento selectivo aplicado. Los tubos más sofisticados, habituales en módulos de gran escala, son evacuados y con recubrimientos tipo Cermet multicapa, solo estables hasta temperaturas muy altas al estar en vacío, con capas internas metálicas reflectantes en el espectro infrarrojo, y otras de transición que incluyen partículas metálicas de este tipo embebidas en matrices cerámicas antirreflectantes, cuya composición química y microestructura va variando, de tal manera que las capas más externas tienen menor proporción de estas partículas. El tamaño de las partículas y el grosor de las diferentes capas sirven para controlar las propiedades selectivas del revestimiento.

Junto a éstos existen otros estables en contacto con el aire, pero con temperaturas de operación y estabildades térmicas sensiblemente menores, y peores propiedades ópticas y selectivas. Éstos suelen ser recubrimientos de materiales intrínsecamente selectivos: Cr, Ni, Co negro. Pueden ser monocapa o multicapa. Su ventaja es que son más baratos y pueden ser utilizados en tubos atmosféricos, ahorrándose el coste del proceso de vacío.

El resto de posibilidades las conforman recubrimientos de óxidos metálicos, sobre todo alúmina y óxidos de Ti, nitruros de aluminio y las pinturas solares, que se consideran parcialmente selectivas o no selectivas, debido a su alto valor de la emisividad a altas temperaturas. La tabla 5.7 recoge los principales grupos de recubrimientos selectivos actuales, sus características, ventajas y desventajas. La tabla 5.8 muestra las composiciones e los revestimientos selectivos actuales, y las propiedades de cada uno de ellos sus composiciones y propiedades. La tabla 5.8 el uso de cada uno de estos tipos de recubrimientos, su cuota de mercado en CSP según el rango de  $T_{op}$ .

Por otra parte, se han determinado los procesos de fabricación y aplicación de estos revestimientos selectivos. Los principales son los procedimientos de deposición física y química de vapor, PVD y QVD, respectivamente; y las aplicaciones sol-gel. Los procesos PVD y QVD destacan por las mejores propiedades que aplican al revestimiento selectivo (uniformidad, control de grosor, pureza...) pero son más caros. Sobre todos ellos destaca la deposición catódica de vapor. La electrodeposición presenta un inconveniente, y es que es muy contaminante cuando se producen fugas. Los recubrimientos sol-gel tienen un amplio rango de aplicaciones y son más baratos, ofreciendo unas propiedades de la capa de revestimiento selectivo más que aceptables. El resumen de los procesos de fabricación se muestra en la tabla 5.10.

Para terminar con el diseño de los receptores, el diseño de la unidad receptora en módulos Fresnel incorpora una cavidad receptora o cofre, que sostiene el receptor y los aísla y protege del exterior. Existen distintos diseños, más o menos apropiados para módulos de medio

tamaño, o de gran tamaño. Éstos son: cavidad receptora simple, al estilo de los CCP; cavidad receptora cerrada de monotubo central no evacuado, pero aislado con cubierta inferior transparente; cavidad receptora monotubo abierta con tubo evacuado, cavidad multitubo abierta o cerrada. Los diseños que mejores propiedades ofrecen son las cavidades con tubos evacuados, porque evitan las pérdidas convectivas a las paredes donde se instalan los espejos secundarios de contornos CPC y CCP continuos o partidos, por mucho que éstos se aislen en sus caras traseras con espumas aislantes de lana de roca. En pequeña escala son más habituales las cavidades monotubo aisladas. Éstos diseños además de ser más baratos, facilitan la limpieza, aunque a medio plazo es necesario reemplazar la cubierta de vidrio porque por efectos de dilatación durante el día y contracción por las noches, entra aire y partículas de polvo que acaban pegándose en el interior de la cubierta y las paredes laterales. En general, los diseños Fresnel, presentan ventajas y facilidades para sistemas de limpieza robotizados, algo que es más complicado en otros tipos de captadores solares. En sistemas Fresnel muy pequeños, se puede optar por una cubierta acristalada alrededor de todo el módulo Fresnel, cubriendo también las bandas de espejos.

Por último, respecto al comportamiento térmico de los sistemas, ya se ha mencionado que los sistemas CSP de media temperatura que presentan mejores curvas características son los CCP, muy por encima del resto. A bajas temperaturas de fluido térmico, la diferencia es menor, y se debe a la eficiencia óptica sobresaliente de estos sistemas sobre el resto. Sin embargo, a medida que el salto de temperaturas respecto de la temperatura ambiente se incrementa, la diferencia de rendimiento térmico se hace más evidente, puesto que la curva de los captadores CCP es mucho más plana, incluso a temperaturas entre 300-400 °C, mientras que en otros tipos de módulos solares CSP de media concentración (Fresnel, FMSC,...) la pendiente es mucho más acusada. La figura 5.45 muestra la comparativa entre tecnología CSP de media temperatura, en pequeña escala, y con tecnologías de baja temperatura y modelos híbridos. La figura 5.46 muestra una comparativa similar, pero esta vez entre módulos CSP de media temperatura de gran escala, y tecnologías CSP de alta concentración. Por ello, las productividades por m<sup>2</sup> de área de apertura son mayores en captadores CCP, y ello además, sirve para compensar el mayor espaciado que ha de dejarse entre filas consecutivas de captadores CCP, con respecto a módulos Fresnel y FMSC.

## 6.2 Coste del proyecto

Este informe ha llevado una serie de costes, desglosados en diferentes aspectos.

Por una parte, el coste de personal, en el cual hay que tener en cuenta el precio estimado de un catedrático, 100€/h, y por otro, el precio de un ingeniero junior, 50€/h. Con un total de horas estimadas en el caso del ingeniero junior de 130 h/mes, por un periodo de 10 meses, y una estimación de 15 h en total en el caso del catedrático, materializadas en reuniones y contactos vía correo electrónico.

**Tabla 6.1. Costes personal**

	Horas	€/h	Total (€)
Ingeniero junior	1300	25	32500

Catedrático	15	100	1500
			34000

El coste del equipo informático, para un precio de ordenador estimado en 1000 € y un coste de la impresora de 80 €, con una vida útil media de 15000 h para el caso del primero, y un coste de impresión de 0,03€/hoja. El coste de impresión asciende, por lo tanto, a 11,1 €. Además, hay que tener en cuenta el coste de la licencia del software, y su periodo medio de renovación.

**Tabla 6.2. Coste del equipo informático**

	Vida útil (h)	Tiempo utilizado (h)	Precio (€)	Total (€)
Ordenador	15000	1300	1000	86,7
Excel	10000	1300	100	13
				99,7

Los costes del material de oficina se deben a: hojas, bolígrafos, portaminas, gomas de borrar, calculadora... para todo ello se estima un coste de unos 50€. Por otra parte hay que tener en cuenta el coste de la impresión de la memoria

**Tabla 6.3. Coste material de oficina e impresión.**

	Coste (€)
Material de oficina	50
Impresión	11,1
Total	61,1

Por otro lado, se debe tener en cuenta el coste de los artículos consultados, aproximadamente 30 artículos, las normas consultadas y los libros.

**Tabla 6.4. Coste artículos, normas y libros**

	Número	Tiempo utilizado (h)	Total (€)
Artículos	30	25	750
Normas	2	250	500
Libros	5	150	750
			2000

Los gastos del alquiler del local, luz, agua, transporte (abono transportes), internet y teléfono son los siguientes:

**Tabla 6.5. Coste varios del local y transporte**

	Coste/mes (€/mes)	Meses	Total (€)
Alquiler local	600	10	6000
Luz	70	10	700
Agua	60	10	600
Internet	50	10	500

Teléfono	40	10	400
Transporte	63,70	10	637
			8837

El coste total es la suma de los costes desglosados:

	Total (€)
Personal	34000
Equipos	99,7
Material científico	2000
Local y transporte	8837
Material oficina	61,1
	44997,8

El coste total del informe realizado asciende a 44997,8 €.

### 6.3 Trabajos futuros

Se proponen a continuación algunas posibles guías puedan servir de inspiración para trabajos futuros:

- Simulación del funcionamiento de una instalación solar basada en tecnología CSP de pequeña escala, ya sea un campo solar de colectores CCP, Fresnel, FMSC o lentes Fresnel; para generación de calor de proceso en alguna aplicación de carácter industrial o doméstico, en ambiente urbano o rural.
- Realizar ensayos en condiciones de operación a temperatura media en tubos receptores, simulando su montaje captadores CCP y en cavidades receptoras como las que se encuentran en los módulos Fresnel. Estudio de las características de funcionamiento y pérdidas térmicas emitidas al ambiente. Repercusión en los costes del módulo.
- Estudios de las perspectivas de crecimiento y potencial futuro de los sectores termosolares y fotovoltaico de concentración para la próxima década, basado en escenarios políticos y sociales probables a corto y medio plazo, y en la evolución del coste de las energías convencionales.

## 7 Bibliografía

(s.f.). Obtenido de Google imágenes: <https://www.google.es/>

A. Fernández-García, E. Z. (Septiembre 2010). Parabolic-trough solar collectors and their applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*,.

*Abengoa Solar*. (Noviembre de 2015). Obtenido de Abengoa Solar: <http://www.abengoasolar.com/>

*Absolicon*. (2015). Obtenido de Absolicon Solar Collector AB: [www.mx.absolicon.com/](http://www.mx.absolicon.com/)

*AEE*. (Mayo de 2016). Obtenido de Institute for Sustainable Technologies: <http://www.aee-intec.at/index.php?lang=en>

- Agencia Europea del Medioambiente.* (Octubre de 2016). Obtenido de <http://www.eea.europa.eu/publications/european-union-greenhouse-gas-inventory-2014>
- Agencia Internacional de la Energía.* (Octubre de 2016). Obtenido de <https://www.iea.org/>
- al., J. R. (1974). *Principles of the Fixed Mirror Solar Concentrator.* San Diego: General Atomic Co.
- Alsolen Alcen.* (Noviembre de 2015). Obtenido de Alsolen Alcen: <http://www.alsolen-alcen.com/en/technologies-0>
- Andreas Schüler, I. R. (2001). Titanium-containing amorphous hydrogenated silicon carbon films (a-Si:C:H/Ti) for durable solar absorber coatings. *ELSEVIER.*
- ANU.* (2015). Obtenido de Universidad Nacional de Australia (ANU): <https://eng.anu.edu.au/research/energy>
- AORA Solar.* (Enero de 2016). Obtenido de AORA Green Energy Local Power: [aora-solar.com/?lang=es](http://aora-solar.com/?lang=es)
- Archimede.* (s.f.). Obtenido de Archimede Solar Energy: [www.archimedesolarenergy.it/](http://www.archimedesolarenergy.it/)
- Areva Solar.* (s.f.). Obtenido de Areva Solar: [www.solar.areva.com/](http://www.solar.areva.com/)
- BINE.* (2015). Obtenido de BINE Information Service: <http://www.bine.info/en/topics/energy-generation/publikation/solarthermische-kraftwerke-2/parabolrinnen-kollektortechnik/>
- CENER .* (Junio de 2016). Obtenido de Centro Nacional de Energías Renovables: <http://www.cener.com/es/>
- China.Org.* (Mayo de 2016). Obtenido de China.Org: <http://www.china.org.cn/english/China/234543.htm>
- Chromasun.* (2015). Obtenido de Chromasun: <http://chromasun.com/>
- CIEMAT.* (Marzo de 2016). Obtenido de CIEMAT: <http://www.ciemat.es/>
- Claudia Vannoni, R. B. (2008). *Potential for Solar Heat in Industrial Processes.* Madrid, Roma: CIEMAT, Departamento de Mecánica y Aeronáutica de la Universidad Sapienza de Roma. Obtenido de <http://www.aee-intec.at/0uploads/dateien561.pdf>
- Clifford K. Ho, B. D. (2013). Review of high-temperature central receiver designs for concentrating solar power. *ELSEVIER.*
- CNIM.* (2015). Obtenido de CNIM: <http://www.cnim.com/en/>
- Cogenra.* (Septiembre de 2015). Obtenido de Cogenra Solar: <http://www.cogenra.com/>
- CORDIS.* (Marzo de 2016). Obtenido de Community Research and Development information Service: [http://cordis.europa.eu/result/rcn/143562\\_en.html](http://cordis.europa.eu/result/rcn/143562_en.html)



*CPV Consortium*. (Marzo de 2016). Obtenido de CPV Consortium: <http://cpvconsortium.org/>

*CSP World*. (Septiembre de 2015). Obtenido de CSP World: [www.cspworld.org/cspworldmap](http://www.cspworld.org/cspworldmap) (2016). *Current Status of Concentrator photovoltaic (CPV) Technology*. Fraunhofer ISE, NREL.

*districtenergy*. (Noviembre de 2015). Obtenido de districtenergy: <http://www.districtenergy.org/blog/2013/11/22/a-disruptive-low-concentration-hybrid-pvthermal-proposition-from-cogena/>

*DLR*. (Septiembre de 2015). Obtenido de DLR Institut für Solarforschung: [www.dlr.de/](http://www.dlr.de/)

Dongming Zhu, K. P. (2005). *Advances in Ceramic Coatings and Ceramic-Metal Systems*. The American Ceramic Society.

*EASAC*. (Septiembre de 2016). Obtenido de European Academies Science Advisory Council: <http://www.easac.eu/>

*El Mundo*. (Octubre de 2016). Obtenido de <http://www.elmundo.es/elmundo/2012/09/26/natura/1348652840.html>

*El País*. (junio de 2014). Obtenido de [http://elpais.com/elpais/2014/06/03/media/1401824410\\_599926.html](http://elpais.com/elpais/2014/06/03/media/1401824410_599926.html)

*Endesa*. (Septiembre de 2016). Obtenido de Endesa: [www.endesa.com/](http://www.endesa.com/)

*ENERCLUB*. (2013). Obtenido de Club Español de la Energía: [https://www.enerclub.es/El\\_sector/Sectores\\_energeticos/Carbon/](https://www.enerclub.es/El_sector/Sectores_energeticos/Carbon/)

*Entech Solar*. (Octubre de 2015). Obtenido de Entech Solar: <http://www.entechsolar.com/products/solarvolt.htm>

*ESTELA*. (Septiembre de 2016). Obtenido de European Solar Thermal Electricity Association: <http://www.estelasolar.org/>

*ETH Zürich*. (Abril de 2016). Obtenido de Institute of Energy Technology of Zürich: <http://www.prec.ethz.ch/research/solar-power/solargasturbine.html>

*Eurostat*. (Octubre de 2016). Obtenido de <http://ec.europa.eu/eurostat>

F. Burkholder, C. K. (2008). *Heat Loss Testing of Schott's 2008 PTR70 Parabolic Trough Receiver*. NREL.

Feldhoff, F. (2012). Direct Steam Generation (DSG). Technology Overview. *SFERA Summer School 2012*. Almería: DLR.

Frank Kreith, D. Y. (2007). *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*. Londres: CRC Press.

Franz Helminger, E. M. (2012). *QUAIST. Topic report for WP2 Solar thermal collectors. Experience from tests on concentrating and tracking collectors*. IEE.

*Fresnel Solar Energy*. (Mayo de 2016). Obtenido de Fresnel Solar Energy: <http://www.fresnel-solar.com/solar/index.htm>

*Fresnel Technologies Inc.* (Marzo de 2016). Obtenido de Fresnel Technologies Inc.: <http://www.fresneltech.com/materials.html#rigidvinyl>

*Fresnex*. (Noviembre de 2015). Obtenido de Fresnex: <http://www.fresnex.com/>

*Gear Solar*. (s.f.). Obtenido de Gear Solar: <http://www.gearsolar.com/CSPPowerGeneration.aspx>

Glatzmaier, G. C. (2010). Measurement of Hydrogen Purge Rates in Parabolic Trough Receiver Tubes. *NREL*.

*Global Solar Thermal Energy Council*. (Octubre de 2016). Obtenido de Global Solar Thermal Energy Council: <http://www.solarthermalworld.org/content/en-iso-9806-upcoming-global-collector-standard>

*Green Rhino Energy*. (Marzo de 2016). Obtenido de Green Rhino Energy: [http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv\\_concentration.php](http://www.greenrhinoenergy.com/solar/technologies/pv_concentration.php)

*greenerdawn*. (s.f.). Obtenido de greenerdawn: <http://greenerdawn.com/cogenra-claims-super-cheap-solar-lcpv/>

Guangdong Zhu, A. L. (2012). A New Optical Evaluation Approach for Parabolic Trough Collectors: First-Principle OPTical Intercept Calculation. *Journal of Solar Energy Engineering, ASME*.

(2012). *Guide on Standarization and Quality Assurance for Solar Thermal*. ESTIF.

Hank Price, E. L. (2002). Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology. *Journal of Solar Energy Engineering*.

*HeliosCSP*. (Agosto de 2016). Obtenido de HeliosCSP: <http://helioscsp.com/>

*Heliotrough*. (s.f.). Obtenido de Heliotrough: <http://www.heliotrough.com/>

*Hi-min Solar*. (Abril de 2016). Obtenido de H-imin Solar: <http://www.himinsun.com/1-5-dish-thermal-power-generation.html>

*IAEA*. (Septiembre de 2016). Obtenido de International Atomic Energy Agency: <https://www.iaea.org/>

*IAUS*. (Junio de 2016). Obtenido de International Automated Systems (IAUS): <http://iaus.com/solar-panels>

*IDAE*. (Octubre de 2016). Obtenido de <http://www.idae.es/index.php/idpag.802/relcategoria.1368/relmenu.363/mod.pags/mem.detalle>

- IEA SHC. (Octubre de 2016). Obtenido de International Energy Agency, Solar Heating and Cooling Programme: <https://www.iea-shc.org/>
- INERSUR. (Octubre de 2015). Obtenido de INERSUR: <http://www.inersur.com/>
- Jaeryeong Lee, M. H. (2007). Physical Properties of Ceramic Layer Prepared by SHS in Centrifugal Field. *Materials Transactions*.
- Jaeryeong Lee, M. T. (2007). Physical Properties of Ceramic Layer Prepared by SHS in Centrifugal Field. *Materials Transactions*.
- Jian Li, Z. W. (2012). Vacuum reliability analysis of parabolic trough receiver. *ELSEVIER*.
- John A. Duffie, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes 4th Edition*. Published Online.
- JSG. (marzo de 2016). Obtenido de Jeannette Specially Glass: <http://www.usglassmanufacturer.com/products/fresnel-lenses/default.aspx>
- Kalogirou, S. A. (2009). *Solar Energy Engineering Processes and Systems*. Limassol: AP.
- Keith Lovegrove, W. S. (2012). *Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments and Applications*. Woodhead Publishing.
- Kennedy, C. E. (2008). Progress to develop an advanced solar-selective coating. *NREL*.
- KGDS. (Octubre de 2015). Obtenido de KGDS Renewable Energy Private Limited : <http://solar.kgisl.com/>
- Kiviluoma, M. R. (2011). *Renewable electricity in Europe. Current state, drivers, and scenarios for 2020*. VTT Technical Research Centre of Finland.
- Kumar, R. (1974). *Tesis "Thoretical Analysis of Fixed Mirror Solar Concentrator"*. Phoenix: Universidad Estatal de Arizona.
- (2014). *La Energía en España 2014*. Madrid: Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Obtenido de [http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/La\\_Energ%C3%ADa\\_2014.pdf](http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/La_Energ%C3%ADa_2014.pdf)
- (2013). *Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Resumen*. Energía y Sociedad, BOE nº 310 del 27 de diciembre de 2013.
- Liy, M. V. (10 de Agosto de 2015). *El País*. Obtenido de El País: [http://internacional.elpais.com/internacional/2015/08/09/actualidad/1439151010\\_681255.html](http://internacional.elpais.com/internacional/2015/08/09/actualidad/1439151010_681255.html)
- Longlong Li, H. L. (2014). Performance analysis of Azimuth Tracking Fixed Mirror Solar Concentrator. *Elsevier*.

- Minetur.* (Septiembre de 2016). Obtenido de Ministerio de Industria, Energía y Turismo: <http://www.minetur.gob.es/es-ES/Paginas/index.aspx>
- Muhyiddine Jradi, S. R. (2012). Medium temperature concentrators for solar thermal applications. *Oxford Journals*.
- NASA. (Marzo de 2016). Obtenido de Surface meteorology and Solar Energy: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>
- Nep Solar.* (s.f.). Obtenido de Nep Solar: [www.nep-solar.com/](http://www.nep-solar.com/)
- Noel León, H. G. (2013). Semi-Passive Solar Tracking Concentrator. *Elsevier*.
- Novatec Solar.* (Septiembre de 2015). Obtenido de Novatec Solar: [www.novatecsolar.com/](http://www.novatecsolar.com/)
- NREL. (2015). Obtenido de NREL: [http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/2007/kearney\\_collector\\_technology.pdf](http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/2007/kearney_collector_technology.pdf)
- NREL. (Febrero de 2016). Obtenido de National Renewable Energy Laboratory (NREL): [www.nrel.gov/](http://www.nrel.gov/)
- NREL CSP Projects.* (Enero de 2016). Obtenido de NREL Concentrating Solar Power Projects: <http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/>
- NTKJ Co., Ltd.* (Febrero de 2016). Obtenido de Nihon Tokushu Kogaku Jushi: [http://www.ntkj.co.jp/product\\_fresnel\\_solar\\_en.html](http://www.ntkj.co.jp/product_fresnel_solar_en.html)
- Optimax.* (s.f.). Obtenido de Optimax: <http://www.optimaxsi.com/irregularity-interferometric-measurement/>
- Organización Mundial de la Salud.* (Octubre de 2016). Obtenido de <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs266/es/>
- Pelka, D. (2015). Lighting by Design. Solid-state lighting requires specialized optical design for optimal performance. *SPIE*. Obtenido de <http://spie.org/newsroom/lighting-by-design>
- Peter Poživil, N. E. (2014). Modular Design and Experimental Testing of a 50 kWth Pressurized-Air Solar Receiver for Gas Turbines. *ASME The American Society of Mechanical Engineers*.
- (2011). *Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020*. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
- Power From the Sun.* (Septiembre de 2015). Obtenido de Power From the Sun: [www.powerfromthesun.net/](http://www.powerfromthesun.net/)
- Protermosolar.* (Febrero de 2016). Obtenido de Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica: <http://www.protermosolar.com/>
- PSA.* (s.f.). Obtenido de Plataforma Solar de Almería: [www.psa.es/](http://www.psa.es/)

- R. Subasri, K. S. (2016). Sol-gel derived solar selective coatings on SS 321 substrates for solar thermal applications. *ELSEVIER*.
- Rabl, A. (1985). *Active Solar Collectors and Their Applications*. Nueva York y Oxford: Oxford University Press.
- Rackam. (s.f.). Obtenido de Rackam: [www.rackam.com/](http://www.rackam.com/)
- Ramon Pujol Nadal, V. M. (2012). Optical Analysis of the Fixed Mirror Solar Concentrator by Forward Ray-Tracing Procedure. *Journal of Solar Energy Engineering*.
- Ramon Pujol-Nadal, V. M.-M.-P. (2014). Parametric Analysis of the Fixed Mirror Solar Concentrator for Medium Temperature Applications. *Journal of Solar Energy Engineering*.
- REE. (Octubre de 2016). Obtenido de Red Eléctrica de España: <http://www.ree.es/es/>
- (2016). *Renewables 2016 Global Status Report*. París: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21).
- Robert Pitz-Paal, A. A. (2013). Concentrating Solar Power in Europe, the Middle East and North Africa: Achieving Its Potential. *Journal of Energy and Power Engineering, David Publishing*.
- S. Mekhilef, R. S. (2010). A review on solar energy use in industries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- SBP. (Septiembre de 2015). Obtenido de Schlaich Bergemann und Partner : [www.sbp.de/](http://www.sbp.de/)
- School of Physics. University of Sydney. (2002). Obtenido de Applied and Plasma Physics. School of Physics. University of Sydney: <http://www.physics.usyd.edu.au/app/research/solar/clfr.html>
- SkyFuel. (Octubre de 2015). Obtenido de SkyFuel: <http://www.skyfuel.com/>
- SLT Instruments. (2016). Obtenido de SLT Instruments: <http://www.slg-instruments.com/DPA245-arceau-ombrage.php>
- Soga, T. (2006). *Nanostructured materials for solar energy conversion*. Elsevier Science.
- SOLARFOCUS. (Octubre de 2015). Obtenido de SOLARFOCUS: <http://www.solarfocus.com/de/produkte/solaranlagen/warmwasser-und-heizung/cpc-collector>
- Solarlite. (Noviembre de 2015). Obtenido de Solarlite : <http://solarlite-csp.com/en/>
- SolarPACES. (Octubre de 2016). Obtenido de SolarPACES: <http://www.solarpaces.org/>
- Sopogy. (Septiembre de 2015). Obtenido de Sopogy: <http://www.sopogy.com/>
- Spencer, J. W. (1971). *Fourier Series Representation of the Position of the Sun*.

SRCC. (Febrero de 2016). Obtenido de Solar Rating & Certification Corporation (SRCC): <http://www.solar-rating.org/>

SunOyster. (Febrero de 2016). Obtenido de SunOyster: <http://www.sunoyster.com/>

Torresol Energy. (Octubre de 2015). Obtenido de Torresol Energy: <http://www.torresolenergy.com>

TSC. (Octubre de 2015). Obtenido de Tecnología Solar Concentradora: <http://www.tsc-concentra.com/>

UNESCO. (Octubre de 2016). Obtenido de <http://www.unesco.org/new/es/natural-sciences/environment/water/wwap/facts-and-figures/all-facts-wwdr3/fact-11-the-cost-of-climate-change/>

Vinod Kumar, R. S. (2014). Fresnel lens: A promising alternative of reflectors in concentrated. *ELSEVIER*.

Walker, G. S. (2013). *Thesis: Development of a low cost linear Fresnel Solar Concentrator*. Stellenbosch: Universidad de Stellenbosch.

Wikipedia. (Octubre de 2016). Obtenido de Wikipedia: <https://www.wikipedia.org/>

Youtube. (Mayo de 2016). Obtenido de Youtube: <https://www.youtube.com/watch?v=UoQnINVBXO8>

## 8 Anexo I

### 8.1 Consumo de energía primaria y final en España

Tabla 8.1. Consumo de energía primaria en España en 2015. Fuente: IDAE.

Tipo de energía	TOTAL (ktep)	ESTRUCTURA (%)	$\Delta$ 2015/14 (%)
Carbón	14425,66104	11,65%	20,46%
Petróleo	52434,24024	42,33%	3,34%
Gas Natural	24590,48015	19,85%	3,92%
Nuclear	14926,70119	12,05%	-0,04%
Energías Renovables	17243,08439	13,92%	-0,18%
Hidráulica	2396,806982	1,93%	-28,69%
Eólica	4242,78	3,43%	-5,57%
Biomasa	5651,558009	4,56%	14,09%
Biomasa Térmica	3388,015879	2,74%	-2,68%
Biomasa Eléctrica y Cogeneración	2263,54213	1,83%	53,75%
Biogás	441,0801128	0,36%	75,14%

Biogás Térmico	22,938	0,02%	1,03%
Biogás Eléctrico y Cogeneración	418,1421128	0,34%	82,48%
RSU	259,95	0,21%	113,83%
Biocarburantes	1018,296	0,82%	5,06%
Geotérmica	19,76126799	0,02%	7,21%
Solar	3212,852022	2,59%	3,45%
Fotovoltaica	705,0136936	0,57%	0,00%
Termoeléctrica	2230,502283	1,80%	4,13%
Térmica	277,3360451	0,22%	7,23%
Residuos no Renovables	259,9493665	0,21%	118,04%
Saldo Eléctrico	-13,26889476	-0,01%	-95,47%
<b>TOTAL CONSUMO ENERGÍA PRIMARIA 2015</b>	<b>123866,8475</b>	<b>100,00%</b>	<b>4,61%</b>

Tabla 8.2. Consumo de energía final en España en 2015. Fuente: IDAE

Tipo de energía	TOTAL (ktep)	ESTRUCTURA (%)	Δ 2015/14 (%)
Carbón	1442,697364	1,72%	-6,71%
Productos Petrolíferos	42879,04165	51,07%	1,10%
Gas Natural	14344,25202	17,08%	-2,39%
Electricidad	19998,60504	23,82%	2,16%
Energías Renovables	5301,931435	6,31%	0,15%
Biomasa	3935,918009	4,69%	-1,73%
Biogás	50,62011282	0,06%	18,09%
Biocarburantes	1018,296	1,21%	5,06%
Solar Térmica	277,3360451	0,33%	7,23%
Geotérmica	19,76126799	0,02%	7,21%
<b>CONSUMO ENERGÍA FINAL ESPAÑA 2015</b>	<b>83966,52751</b>	<b>100,00%</b>	<b>0,53%</b>



## 8.2 Mapas de distribución del mercado por tecnologías y tamaños

Micro CCP (Anchura de apertura neta: 0-2 m):

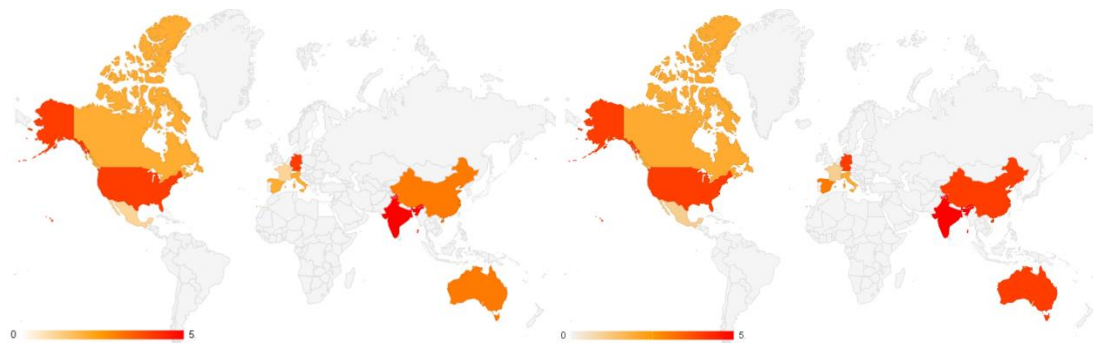


Figura 8.1. Micro CCP. Distribución geográfica de fabricantes (izquierda) y modelos comerciales actuales (derecha). Fuente: elaboración propia

CCP escala media (Ancho de apertura neta: 2-4 m):

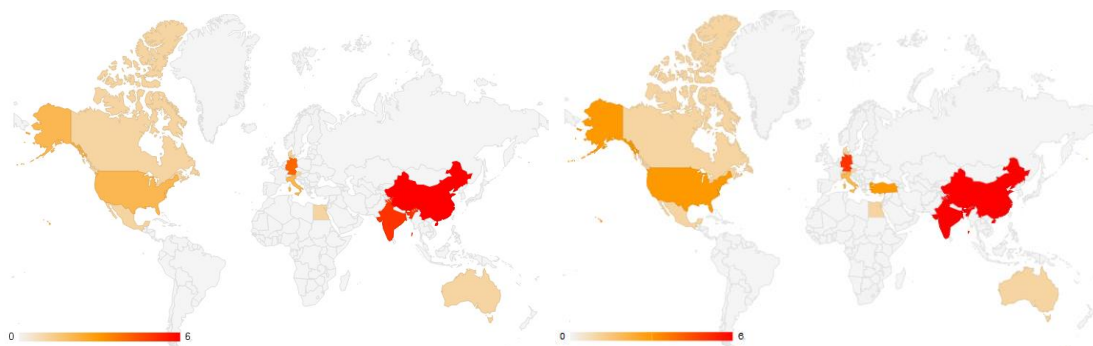


Figura 8.2. CCP escala media. Distribución geográfica de fabricantes (izquierda) y modelos comerciales actuales (derecha).

CCP gran escala (Anchura de apertura neta > 4 m):

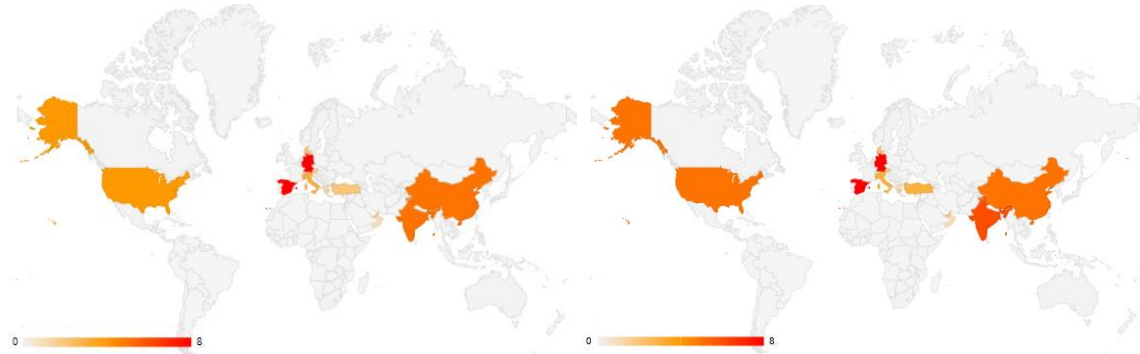
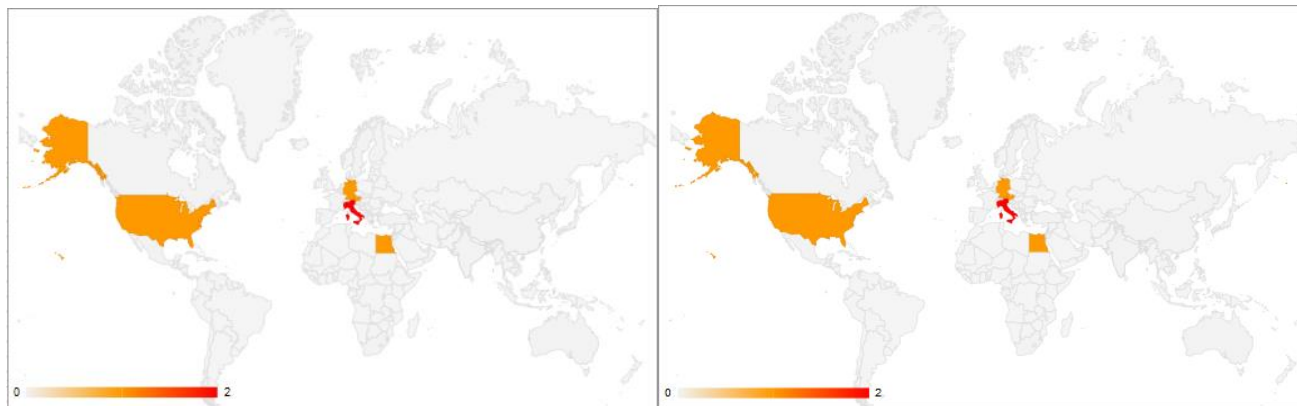


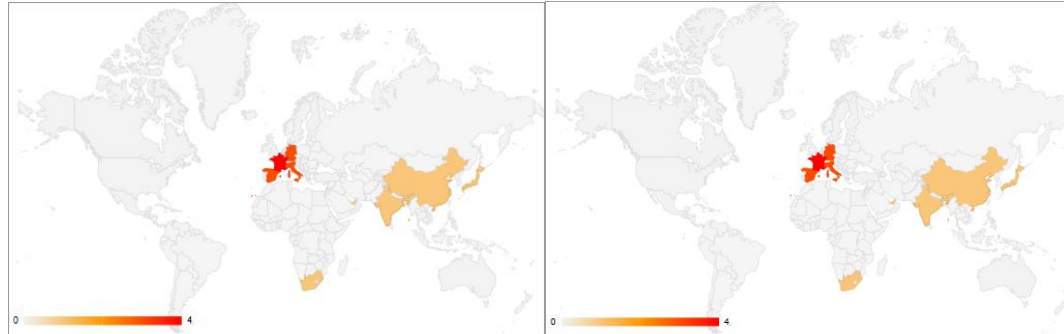
Figura 8.3. CCP gran escala. Distribución geográfica de fabricantes (izquierda) y modelos comerciales actuales (derecha).

Concentradores lineales Fresnel, pequeña y mediana escala (Anchura < 7 m):



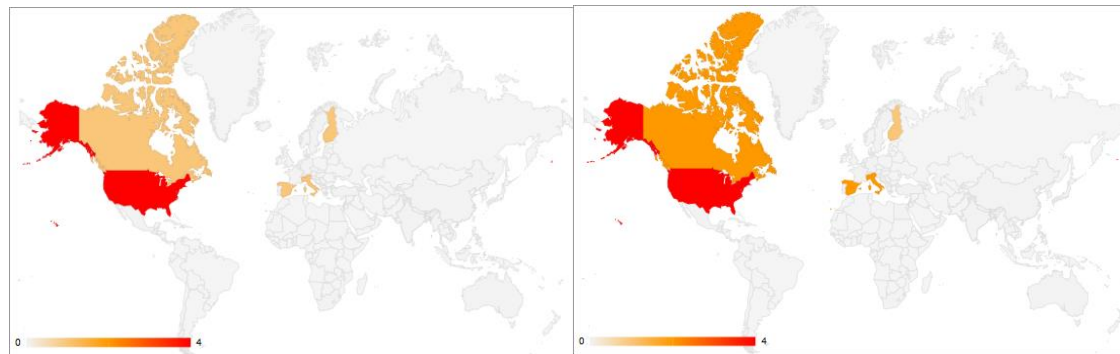
Concentradores lineales Fresnel, escala pequeña-media. Distribución geográfica de fabricantes (izquierda) y modelos comerciales actuales (derecha)

Concentradores lineales Fresnel, gran escala (Anchura > 7 m):



**Figura 8.4. Concentradores lineales Fresnel, gran escala. Distribución geográfica de fabricantes (izquierda) y modelos comerciales actuales (derecha).**

Otras tecnologías: lentes Fresnel, FMSC, disco parabólico segmentado. Pequeña-mediana escala:



**Figura 8.5. Concentradores de lentes Fresnel, discos parabólicos segmentados y concentradores de espejo fijo (FMSC) de pequeña-mediana escala. Distribución geográfica de fabricantes (izquierda) y modelos comerciales actuales (derecha).**

### 8.3 Estudio de crecimiento, evolución y tendencia expansionista del mercado

Mercado a nivel mundial de concentradores solares de canal cilindro-parabólico (CCP) de pequeña escala:

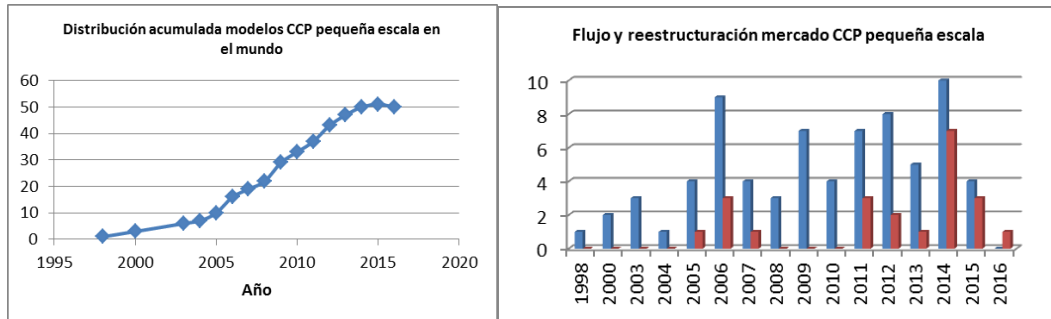


Figura 8.6. Evolución temporal del mercado CCP de pequeña escala a nivel mundial (izquierda) y registro del flujo de entradas y salidas de modelos comerciales (derecha).

Mercado mundial de CCP de gran escala:

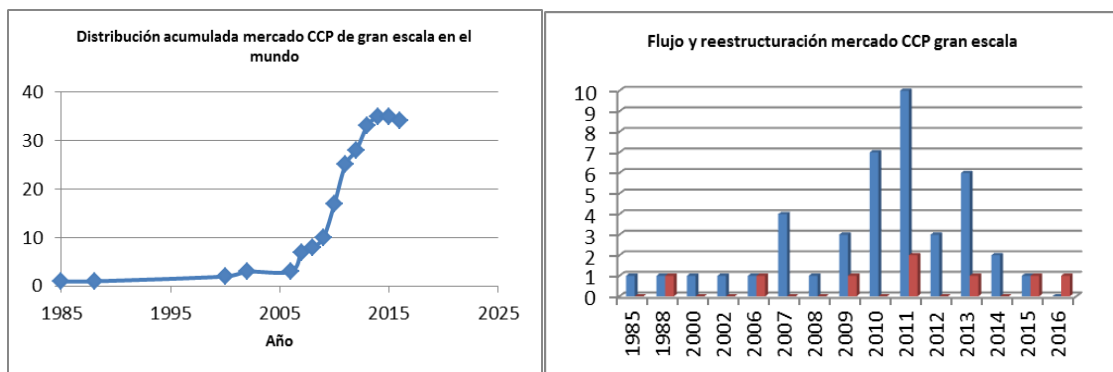


Figura 8.7. Evolución temporal del mercado CCP de gran escala a nivel mundial (izquierda) y registro del flujo de entradas y salidas de modelos comerciales (derecha).

Mercado mundial concentradores lineales Fresnel de pequeño tamaño.

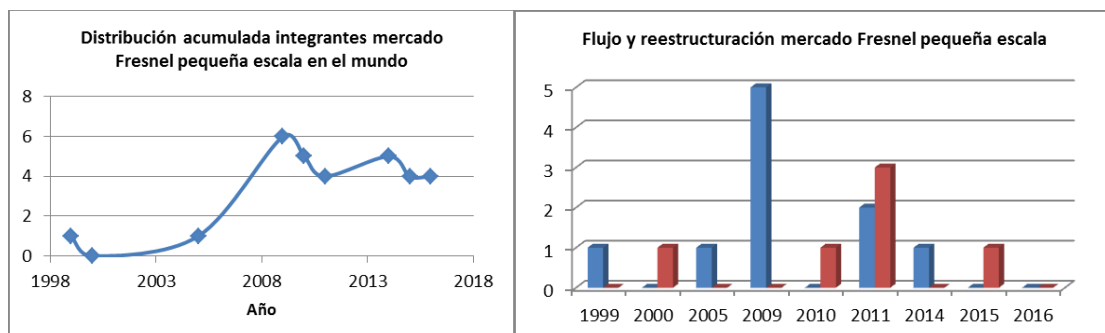
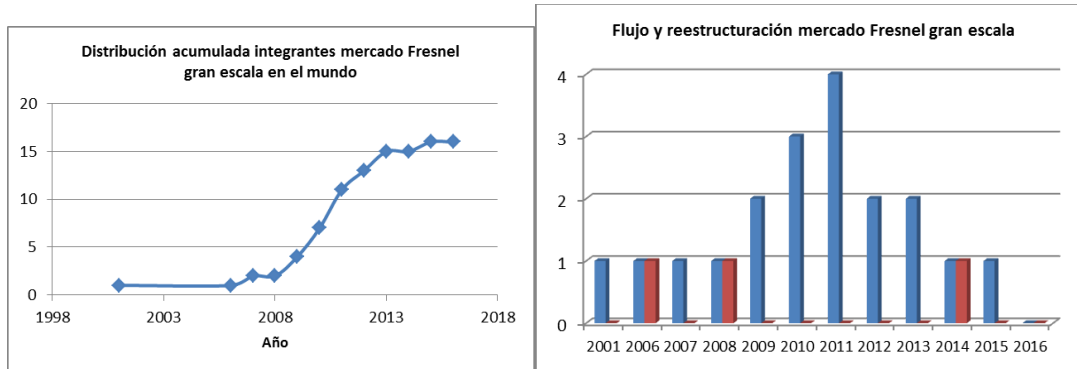


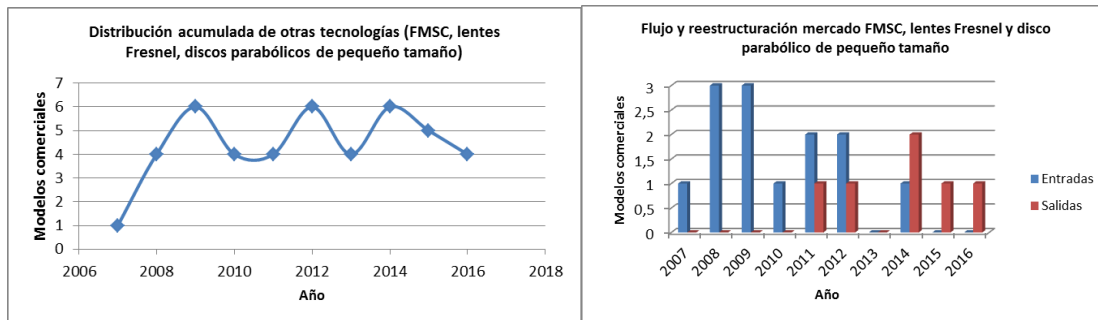
Figura 8.8. Evolución temporal del mercado de concentradores lineales Fresnel de pequeña escala a nivel mundial (izquierda) y registro del flujo de entradas y salidas de modelos comerciales (derecha).

Mercado mundial de concentradores lineales Fresnel de gran escala:



**Figura 8.9. Evolución temporal del mercado de concentradores lineales Fresnel de gran escala a nivel mundial (izquierda) y registro del flujo de entradas y salidas de modelos comerciales (derecha).**

Mercado mundial de concentradores solares de pequeño tamaño y media temperatura con otros tipos de tecnología de concentración solar (FMSC, lentes Fresnel y disco parabólico).

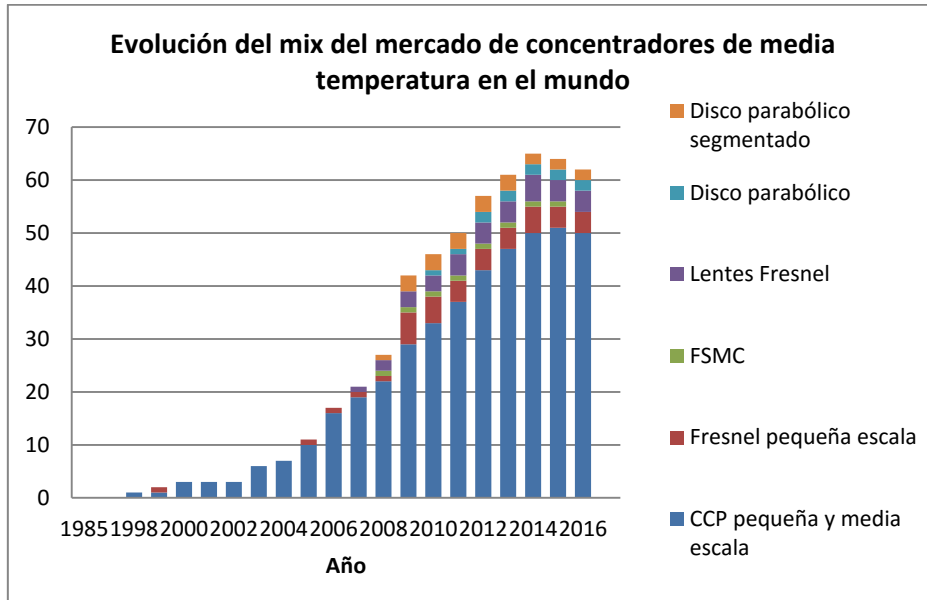


**Figura 8.10. Evolución temporal de mercado de concentradores solares de media temperatura y pequeño tamaño basados en tecnologías de concentración distintas de CCP y Fresnel (izquierda) y registro del flujo de entradas y salidas en dicho mercado.**

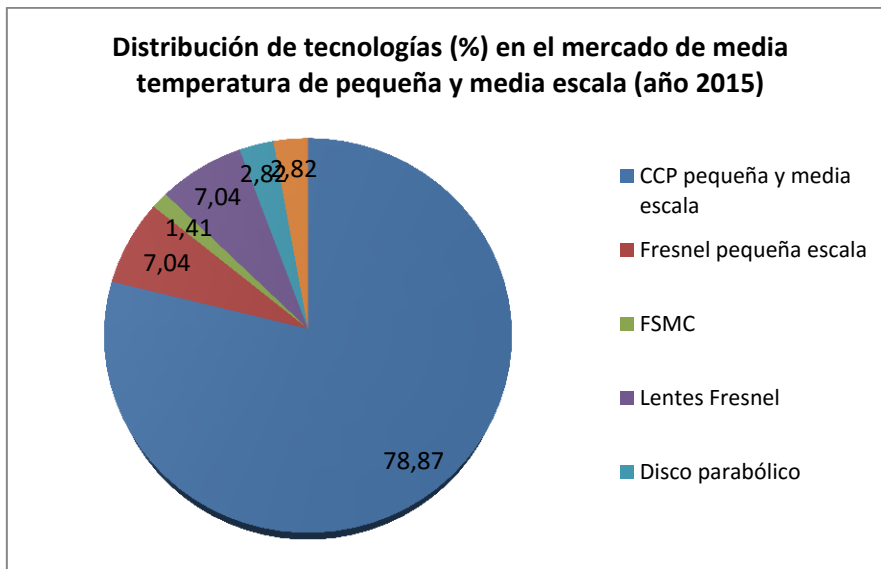
### Evolución de la composición del mercado en los últimos años

En este apartado se muestra la composición del mercado global y por regiones.

Mundo:

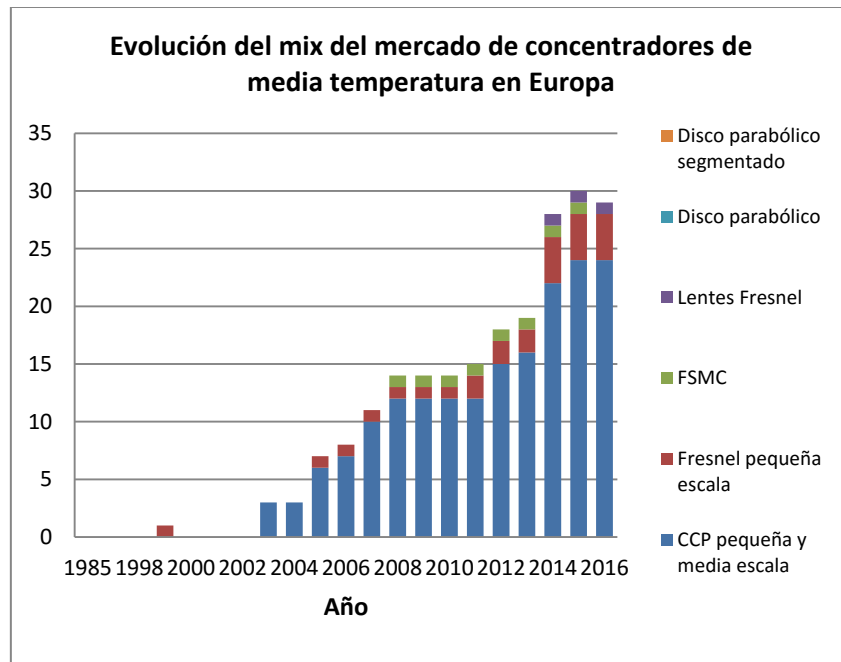


**Figura 8.11. Evolución del mix de mercado mundial de concentradores solares de media temperatura en los últimos años**



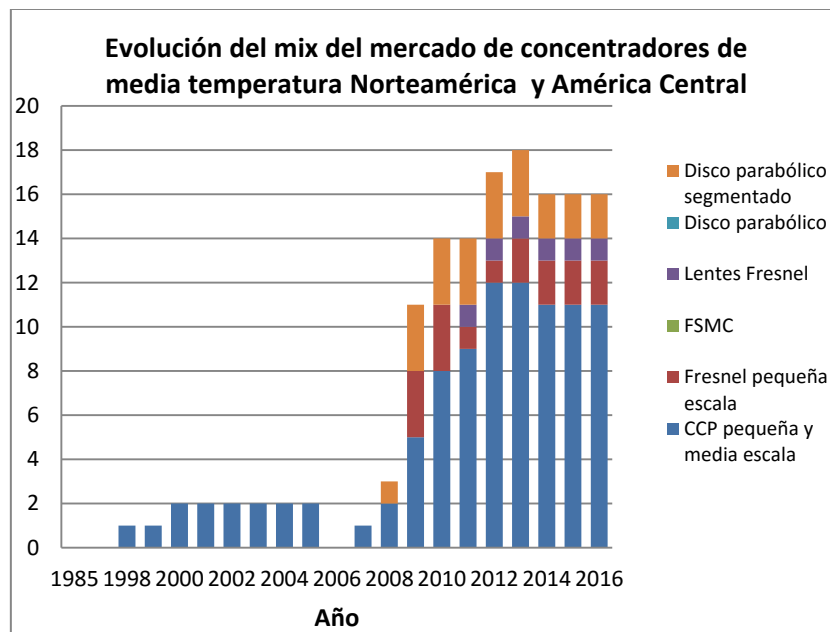
**Figura 8.12. Mix de mercado en año 2015**

Europa:



**Figura 8.13. Evolución del mix de mercado europeo de concentradores solares de media temperatura en los últimos años**

Norteamérica y América Central



**Figura 8.14. Evolución del mix de mercado de concentradores solares de media temperatura en América del Norte y América Central en los últimos años**

En América del Sur no se ha observado un mercado local, en África y Oceanía se ha registrado tan sólo una presencia mínima de proveedores, localizados en zonas rurales o en pequeños núcleos urbanos; mientras que en Asia existe un amplio mercado plenamente dominado por concentradores tipo CCP sobre el resto de tecnologías de concentración



## 9 Anexo II

En este anexo se pretende exponer de forma ordenada la versión completa de algunas de las tablas recogidas anteriormente en el capítulo 5, que contenían información acerca de los distintos proveedores y modelos de concentradores solares estudiados en este proyecto. Además, se incluyen otras tablas con información adicional complementaria.

## 9.1 Presentación del mercado CSP de media temperatura

Tabla 9.1. Páginas web de referencia de los fabricantes de concentradores solares de media temperatura.

Fabricante	Producto	Sitio web del fabricante	Otras páginas web de interés
Aalborg CSP A/S.	N.D.	<a href="http://www.aalborgcsp.com/">http://www.aalborgcsp.com/</a>	N.D.
Abengoa Solar	PT1, E2, Solucar PT-2, RMT (Roof mounted Technology)	<a href="http://www.abengoasolar.com/web/es/Productos_y_Servicios/Aplicaciones_industriales/">http://www.abengoasolar.com/web/es/Productos_y_Servicios/Aplicaciones_industriales/</a>	<a href="http://www.solar-rating.org/">http://www.solar-rating.org/</a>
Absolicon	Absolicon T10, MT10, X10 PVT	<a href="http://www.absolicon.com/solar-collectors/">http://www.absolicon.com/solar-collectors/</a>	N.D.
Acciona	Colector SGX-2	<a href="http://www.acciona.com/es/">http://www.acciona.com/es/</a>	N.D.
Acurex Solar	Acurex 3001	N.D.	N.D.
AIRA termosolar	N.D.	<a href="http://www.airatermosolar.es/">http://www.airatermosolar.es/</a>	N.D.
Airier Natura	Celsium350 y Celsium450	<a href="http://airier.com/parabolic_trough.html">http://airier.com/parabolic_trough.html</a>	<a href="http://www.exportersindia.com/eeco-energies/celsium-350-solar-concentrator-generator-india-1345271.htm">http://www.exportersindia.com/eeco-energies/celsium-350-solar-concentrator-generator-india-1345271.htm</a> <a href="http://www.indianyellowpages.com/eeco-energies/products.htm?sno=416584">http://www.indianyellowpages.com/eeco-energies/products.htm?sno=416584</a>
Airlight Energy	N.D.	<a href="http://www.airlightenergy.com/">http://www.airlightenergy.com/</a>	N.D.
Albisa Solar	AT 150	<a href="http://www.albiasolar.com/">http://www.albiasolar.com/</a>	<a href="https://www.facebook.com/media/set/?set=a.221208391286706.52953.220877427986469&amp;type=3">https://www.facebook.com/media/set/?set=a.221208391286706.52953.220877427986469&amp;type=3</a>
Alcoa	N.D.	<a href="http://www.alcoa.com/global/en/news/news_detail.asp?pageID=20100318005187en&amp;newsYear=2010">http://www.alcoa.com/global/en/news/news_detail.asp?pageID=20100318005187en&amp;newsYear=2010</a>	<a href="http://energy.gov/eere/sunshot/project-profile-system-design-csp-technologies">http://energy.gov/eere/sunshot/project-profile-system-design-csp-technologies</a> <a href="http://www.evwind.es/2010/03/21/nrel-and-alcoa-test-concentrating-solar-power-technology-in-colorado/4783">http://www.evwind.es/2010/03/21/nrel-and-alcoa-test-concentrating-solar-power-technology-in-colorado/4783</a> <a href="http://thegreenwombat.com/2010/03/19/aluminum-giant-alcoa-develops-new-solar-technology/">http://thegreenwombat.com/2010/03/19/aluminum-giant-alcoa-develops-new-solar-technology/</a> <a href="http://www.renewableenergyfocus.com/view/8180/us-funds-aluminium-based-csp-system/">http://www.renewableenergyfocus.com/view/8180/us-funds-aluminium-based-csp-system/</a>
Alpha-E	AT 350, AT 800	<a href="http://www.alpha-e.com">www.alpha-e.com</a>	N.D.
Alsolen Alcen	Alsolen	<a href="http://www.alsolen-alcen.com/en/technologies-0">http://www.alsolen-alcen.com/en/technologies-0</a>	N.D.
AM-Brain GmbH	K125	<a href="http://www.ambrain.com/">http://www.ambrain.com/</a>	N.D.
Archimede Solar Energy	HCESH	<a href="http://www.archimedesolarenergy.it/en_home.asp">http://www.archimedesolarenergy.it/en_home.asp</a>	N.D.
Areva Solar	N.D.	<a href="http://www.areva.com/EN/operations-3640/">http://www.areva.com/EN/operations-3640/</a>	N.D.
Arontis Solar Solutions (ahora propiedad de Absolicon)	Solar8	N.D.	<a href="http://archive.iea-shc.org/task35/examples.htm">http://archive.iea-shc.org/task35/examples.htm</a> <a href="http://www.absolicon.com/">http://www.absolicon.com/</a>
BBEnergy	N.D.	<a href="http://www.bbe.co.za/energy/solar/">http://www.bbe.co.za/energy/solar/</a>	<a href="http://social.csptoday.com/markets/bbenergy-solar-based-energy-project-rosherville-exceeds-design-expectations">http://social.csptoday.com/markets/bbenergy-solar-based-energy-project-rosherville-exceeds-design-expectations</a> <a href="https://www.youtube.com/watch?v=M3rKtLtlw">https://www.youtube.com/watch?v=M3rKtLtlw</a> <a href="https://www.youtube.com/watch?v=mbwiUlbgg">https://www.youtube.com/watch?v=mbwiUlbgg</a>
BROAD Air Conditioning Co. Ltd	N.D.	<a href="http://en.broad.com/">http://en.broad.com/</a>	N.D.
Button Energy, AEE Intec	PARASOL One	<a href="http://www.aee-intec.at/index.php?seitenName=projekteDetail&amp;projektId=66">http://www.aee-intec.at/index.php?seitenName=projekteDetail&amp;projektId=66</a>	<a href="http://www.aee.at/aee/index.php?option=com_content&amp;view=article&amp;id=397:parabolrinnenkollektor-fuer-industrielle-prozesswaerme&amp;catid=43:2005-03-solare-prozesswaerme&amp;Itemid=114">http://www.aee.at/aee/index.php?option=com_content&amp;view=article&amp;id=397:parabolrinnenkollektor-fuer-industrielle-prozesswaerme&amp;catid=43:2005-03-solare-prozesswaerme&amp;Itemid=114</a>
Chromasun	Micro Concentrator MCT	<a href="http://chromasun.com/MCT.html">http://chromasun.com/MCT.html</a>	<a href="https://gigaom.com/2011/04/12/photos-chromasuns-rooftop-next-gen-solar-project/">https://gigaom.com/2011/04/12/photos-chromasuns-rooftop-next-gen-solar-project/</a> <a href="http://thetechjournal.com/tech-news/solar-air-conditioner-in-abu-dhabi.xhtml">http://thetechjournal.com/tech-news/solar-air-conditioner-in-abu-dhabi.xhtml</a> <a href="https://books.google.es/books?id=kKmNAGAAQBAJ&amp;printsec=frontcover&amp;hl=es#v=onepage&amp;q&amp;f=false">https://books.google.es/books?id=kKmNAGAAQBAJ&amp;printsec=frontcover&amp;hl=es#v=onepage&amp;q&amp;f=false</a>

<b>CIEMAT - PSA, Composites y Sol</b>	FASOL, CAPSOL	<a href="http://www.psa.es/es/projects/capsol/results.php">http://www.psa.es/es/projects/capsol/results.php</a>	N.D.
<b>Cnim</b>	N.D.	<a href="http://www.cnim.com/en/">http://www.cnim.com/en/</a>	<a href="https://www.youtube.com/watch?v=pP48pAb8sec">https://www.youtube.com/watch?v=pP48pAb8sec</a>
<b>Cogenra</b>	Cogenra T14, SunBase 1.0, SunDeck 1.0, SunDeck PVT 2.0	<a href="http://www.cogenra.com/about/">http://www.cogenra.com/about/</a>	<a href="http://www.greentechmedia.com/articles/read/Cogenras-PV-and-Hot-Water-Business-Heating-Up">http://www.greentechmedia.com/articles/read/Cogenras-PV-and-Hot-Water-Business-Heating-Up</a>
<b>Cool Earth Solar</b>	N.D.	<a href="http://www.coolearthsolar.com/">http://www.coolearthsolar.com/</a>	<a href="https://www.llnl.gov/news/lawrence-livermore-and-cool-earth-solar-receive-17-million-renewable-energy-demonstration">https://www.llnl.gov/news/lawrence-livermore-and-cool-earth-solar-receive-17-million-renewable-energy-demonstration</a>
<b>Consorcio europeo</b>	Eurotrough, ET 150, SkaIET 150	N.D.	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD</b>	SDFC15, SDFC18, SCFC4, SIFC8	<a href="http://www.crale.com.cn/download/domestic%20focus%20collector.html">http://www.crale.com.cn/download/domestic%20focus%20collector.html</a>	<a href="http://theshui.en.hisupplier.com/product-1236063-parabolic-trough.html">http://theshui.en.hisupplier.com/product-1236063-parabolic-trough.html</a>
			<a href="http://www.globalsources.com/si/AS/Crale-Energy/6008846191743/Showroom/3000000149681/ALL.htm">http://www.globalsources.com/si/AS/Crale-Energy/6008846191743/Showroom/3000000149681/ALL.htm</a>
<b>CSIRO (estructura CCP) y ANU (espejos colector CHAPS)</b>	N.D.	<a href="http://www.csiro.au/">http://www.csiro.au/</a>	N.D.
<b>Dezhou Mingnuo New Energy</b>	PT-3E	<a href="http://www.dzmn.cclycs.com/">http://www.dzmn.cclycs.com/</a>	N.D.
<b>DLR Centro Aeroespacial Alemán</b>	Fix Focus Trough	N.D.	N.D.
<b>Dr. Vetter GmbH</b>	IT.collect	<a href="http://www.itcollect.de/">http://www.itcollect.de/</a>	<a href="http://www.solterraenergy.de/energie-konzepte/kollektoren-speichersysteme/kollektoren-speichersysteme.html">http://www.solterraenergy.de/energie-konzepte/kollektoren-speichersysteme/kollektoren-speichersysteme.html</a>
<b>Elianto</b>	N.D.	<a href="http://www.eliantocsp.it/index.php/en/">http://www.eliantocsp.it/index.php/en/</a>	N.D.
<b>ENEA</b>	N.D.	<a href="http://www.enea.it/it">http://www.enea.it/it</a>	N.D.
<b>Entech Solar</b>	SolarVolt	<a href="http://www.entechsolar.com/products/solarvolt.htm">http://www.entechsolar.com/products/solarvolt.htm</a>	<a href="http://www.solarserver.com/solarmagazin/news-ea2009m08.html#news875">http://www.solarserver.com/solarmagazin/news-ea2009m08.html#news875</a>
			<a href="https://www.metabunk.org/debunked-v3solars-spinning-solar-panel-cone-spin-cell-coolspin.t1166/">https://www.metabunk.org/debunked-v3solars-spinning-solar-panel-cone-spin-cell-coolspin.t1166/</a>
			<a href="http://www.ecologiablog.com/post/289/thermavolt-de-entech-solar-maxima-optimizacion-de-la-luz-del-sol">http://www.ecologiablog.com/post/289/thermavolt-de-entech-solar-maxima-optimizacion-de-la-luz-del-sol</a>
<b>Erfis GmbH</b>	Erfitrough	<a href="http://www.erfis.de/en/sp/products/erfitrough/">http://www.erfis.de/en/sp/products/erfitrough/</a>	N.D.
<b>Feranova</b>	FRT-1C10, FRT-1C20 (la numeración, 10 o 20 indica el número de filas de facetas)	<a href="http://www.feranova.com/concentrated-solar-power/frt-process-heat/kollektoren-prozesswaerme.html">http://www.feranova.com/concentrated-solar-power/frt-process-heat/kollektoren-prozesswaerme.html</a>	<a href="http://www.feranova.com/www/cms/upload/filme/feranova4.mp4">http://www.feranova.com/www/cms/upload/filme/feranova4.mp4</a>
<b>Ferasolar</b>	Gama de productos: FERA TH 100, FERA FP	<a href="http://www.ferasrl.it/business/fera-th/#">http://www.ferasrl.it/business/fera-th/#</a>	<a href="https://www.youtube.com/watch?v=tbpduT5WJZY">https://www.youtube.com/watch?v=tbpduT5WJZY</a> <a href="http://www.cspfsolar.com/blog/ribbon-cutting-for-the-first-italian-csp-fresnel-plant-in-the-agrobusiness/">http://www.cspfsolar.com/blog/ribbon-cutting-for-the-first-italian-csp-fresnel-plant-in-the-agrobusiness/</a>
<b>Focal Point Energy</b>	FPE40 ó Energy Driver	<a href="http://focalpointenergy.com">http://focalpointenergy.com</a>	N.D.
<b>Focused Sun</b>	Microgrid, Fourfold	<a href="http://www.focused-sun.com/fs/">http://www.focused-sun.com/fs/</a>	<a href="https://www.youtube.com/watch?v=7dEoncyjR1U">https://www.youtube.com/watch?v=7dEoncyjR1U</a>
			<a href="http://cleantechnica.com/2015/01/09/focused-sun-xiang-yang-institute-partnering-bring-solar-microgrids-china/">http://cleantechnica.com/2015/01/09/focused-sun-xiang-yang-institute-partnering-bring-solar-microgrids-china/</a>
<b>Fundación Bruno Kessler (FBK)</b>	Proyecto Digespo, programa de investigación FP7	<a href="http://www.digespo.eu/default.aspx">http://www.digespo.eu/default.aspx</a>	<a href="http://cordis.europa.eu/project/rcn/93421_en.html">http://cordis.europa.eu/project/rcn/93421_en.html</a>
			<a href="http://www.youtube.com/watch?v=DC-WCIOMXcw">http://www.youtube.com/watch?v=DC-WCIOMXcw</a>
<b>Fresnex</b>	N.D.	<a href="http://www.fresnex.com/">http://www.fresnex.com/</a>	<a href="http://www.innovationspartnerschaft.at/loesung/fresnex-solare-dampferzeugung">http://www.innovationspartnerschaft.at/loesung/fresnex-solare-dampferzeugung</a>
<b>Gaia Solar Energy</b>	PT-01, PT-20, PT-30, PT-5760	<a href="http://www.gaia-solar.com/index.php?_m=mod_static&amp;_a=view&amp;sc_id=50">http://www.gaia-solar.com/index.php?_m=mod_static&amp;_a=view&amp;sc_id=50</a>	<a href="http://www.made-in-china.com/showroom/wylcsq/product-detailvoCngLBDneUH/China-Parabolic-Trough-Solar-Collector-for-Concentrated-Solar-Power-PT-01-.html">http://www.made-in-china.com/showroom/wylcsq/product-detailvoCngLBDneUH/China-Parabolic-Trough-Solar-Collector-for-Concentrated-Solar-Power-PT-01-.html</a>

			<a href="http://www.made-in-china.com/showroom/wylcsq/product-detailSbjnzGXvEqRV/China-Parabolic-Trough-Solar-Collector-With-Glass-Mirror-Solar-Reflectro-PT-11-.html">http://www.made-in-china.com/showroom/wylcsq/product-detailSbjnzGXvEqRV/China-Parabolic-Trough-Solar-Collector-With-Glass-Mirror-Solar-Reflectro-PT-11-.html</a>
			<a href="http://gaisolar.en.alibaba.com/product/60381054379-800989107/Gaia_Parabolic_trough_solar_collector.html">http://gaisolar.en.alibaba.com/product/60381054379-800989107/Gaia_Parabolic_trough_solar_collector.html</a>
<b>GlassPoint Solar</b>	Enclosed Trough	<a href="http://www.glasspoint.com/technology/">http://www.glasspoint.com/technology/</a>	N.D.
<b>Glax Tech</b>	ThermeX	<a href="http://www.glax.com/glax/index.php?option=com_content&amp;view=article&amp;id=6&amp;Itemid=134&amp;lang=en">http://www.glax.com/glax/index.php?option=com_content&amp;view=article&amp;id=6&amp;Itemid=134&amp;lang=en</a>	<a href="http://www.greenreport.it/news/energia/ricerca-e-rinnovabili-al-cus-di-pisa-installato-un-impianto-solare-innovativo/">http://www.greenreport.it/news/energia/ricerca-e-rinnovabili-al-cus-di-pisa-installato-un-impianto-solare-innovativo/</a>
<b>Global CSP</b>	MK II, MK III, Mark 5	<a href="http://www.global-csp.com/">http://www.global-csp.com/</a>	<a href="https://www.youtube.com/watch?v=wTf_U4N9C8w">https://www.youtube.com/watch?v=wTf_U4N9C8w</a>
<b>Gossamer Space Frames y 3M</b>	Large Aperture Trough (LAT) 73	<a href="http://www.gossamersf.com/">http://www.gossamersf.com/</a>	N.D.
		<a href="http://www.3M.com">www.3M.com</a>	
<b>Greenera Energy</b>	N.D.	<a href="http://greeneraindia.com/">http://greeneraindia.com/</a>	N.D.
<b>Helioclim</b>	N.D.	<a href="http://www.helioclim.fr/">http://www.helioclim.fr/</a>	N.D.
<b>Heliodynamics</b>	HD7.c, HD10, HD16	<a href="http://www.heliodynamics.com">www.heliodynamics.com</a>	N.D.
<b>Himin Solar</b>	Solar Cooker, Himin Trough	<a href="http://www.himinsolarpv.com/6-solar-cooker.html">http://www.himinsolarpv.com/6-solar-cooker.html</a> <a href="http://www.himinsun.com/1-4-trough-thermal-power-generation.html">http://www.himinsun.com/1-4-trough-thermal-power-generation.html</a>	<a href="http://www.tradeindia.com/fp1486893/Solar-Cooker.html">http://www.tradeindia.com/fp1486893/Solar-Cooker.html</a>
<b>Hitachi Plant Technologies</b>	N.D.	<a href="http://www.hitachi-pt.in/">http://www.hitachi-pt.in/</a>	<a href="http://www.solarserver.com/solar-magazine/solar-news/archive-2011/kw01/hitachi-develops-solar-powered-air-conditioning-unit.html">http://www.solarserver.com/solar-magazine/solar-news/archive-2011/kw01/hitachi-develops-solar-powered-air-conditioning-unit.html</a>
<b>Hitachi Zosen Corporation</b>	HSLPF (Hitz Super Low Profile Fresnel)	<a href="http://www.hitachizosen.co.jp/english/news/2013/04/000876.html">http://www.hitachizosen.co.jp/english/news/2013/04/000876.html</a>	N.D.
<b>Huayuan New Energy project</b>	HY-Trough-3 (anchura 3 m), HY-Trough-6	<a href="http://www.hyne.cn/english/ONEWS.asp?id=11">http://www.hyne.cn/english/ONEWS.asp?id=11</a>	N.D.
<b>IAUS (International Automated Systems)</b>	N.D.	<a href="http://iaus.com/solar-panels">http://iaus.com/solar-panels</a>	<a href="http://www.ksl.com/?nid=148&amp;sid=2893505">http://www.ksl.com/?nid=148&amp;sid=2893505</a> <a href="http://wood-pellet-ireland.blogspot.com.es/2009/02/solar-power-innovation.html">http://wood-pellet-ireland.blogspot.com.es/2009/02/solar-power-innovation.html</a>
<b>IDie</b>	N.D.	<a href="http://www.investigacionidie.es/colector-fresnel-para-temperaturas-medias_111417.html">http://www.investigacionidie.es/colector-fresnel-para-temperaturas-medias_111417.html</a>	N.D.
<b>IMK</b>	CSP- Trough	<a href="http://www.imkgmbh.at/index.php?id=20&amp;L=1">http://www.imkgmbh.at/index.php?id=20&amp;L=1</a>	N.D.
<b>Industrial Solar Technology Corporation (IST)</b>	IST PT1	N.D.	N.D.
<b>Industrial Solar Thermal Solutions GmbH, grupo PSE AG (anteriormente Mirroxx)</b>	LF-11	<a href="http://www.industrial-solar.de/CMS/en/">http://www.industrial-solar.de/CMS/en/</a>	N.D.
<b>INERSUR</b>	N.D.	<a href="http://www.inersur.com/new_design/html/productos.html">http://www.inersur.com/new_design/html/productos.html</a>	N.D.
<b>Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)</b>	N.D.	<a href="http://www.iie.org.mx:8080/SitioGENC/producto01.html">http://www.iie.org.mx:8080/SitioGENC/producto01.html</a>	N.D.
<b>Inventive Power</b>	Power Trough 110, Power Trough 250	<a href="http://inventivepower.com.mx/mx/tecnologia-power-trough-110/">http://inventivepower.com.mx/mx/tecnologia-power-trough-110/</a>	N.D.
<b>KGDS Renewable Energy Private Limited</b>	N.D.	<a href="http://solar.kgisl.com/">http://solar.kgisl.com/</a> <a href="https://www.kgfs.com/group-companies.html">https://www.kgfs.com/group-companies.html</a>	<a href="http://www.cspworld.org/cspworldmap/kgds-linear-fresnel-csp-demonstration-plant">http://www.cspworld.org/cspworldmap/kgds-linear-fresnel-csp-demonstration-plant</a>
<b>Koluacik Research &amp; Development</b>	Gama de modelos SPT y FPT	<a href="http://www.koluacik.com/solar_energy_products.php">http://www.koluacik.com/solar_energy_products.php</a>	N.D.
<b>Lanzhou Dacheng</b>	N.D.	<a href="http://www.lzdc.com/en/">www.lzdc.com/en/</a>	N.D.
<b>LiteTrough</b>	Gen6	N.D.	N.D.
<b>Lotus Solar Technologies</b>	N.D.	N.D.	<a href="https://www.youtube.com/watch?v=Sh4h65L9mAE">https://www.youtube.com/watch?v=Sh4h65L9mAE</a> <a href="http://cordis.europa.eu/documents/documentlibrary/124584721EN6.pdf">http://cordis.europa.eu/documents/documentlibrary/124584721EN6.pdf</a>

<b>Maharishi Solar.</b> (Colaboración con Abengoa Solar)	RMT, PT1 (Abengoa Solar)	<a href="http://www.maharishisolar.com/">http://www.maharishisolar.com/</a>	N.D.
<b>Masdar Clean Energy</b> (Mubadala Company)	N.D.	<a href="http://www.masdar.ae/en/energy/detail/shams-1">http://www.masdar.ae/en/energy/detail/shams-1</a>	N.D.
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar</b>	PS 1, PS 2X1, PS 1X2; PS-35; PS-140	<a href="http://www.power-spar.com/">http://www.power-spar.com/</a>	<a href="http://alfin2300.blogspot.com.es/2008_05_01_archive.html">http://alfin2300.blogspot.com.es/2008_05_01_archive.html</a>
<b>Millennium Energy Systems</b>	Milenio	<a href="http://www.millenniumenergies.com/es/nuestra-tecnologia/fresnel/">http://www.millenniumenergies.com/es/nuestra-tecnologia/fresnel/</a>	N.D.
<b>Millionsun Energy Co., Ltd</b>	CSPT-L, CSPT-H	<a href="http://www.millionsun.com/CSP/CSP/Products.asp">http://www.millionsun.com/CSP/CSP/Products.asp</a>	N.D.
<b>Mithras AG</b>	Lumen 2.3, Lumen 8.4	<a href="http://www.mithras-ag.de">www.mithras-ag.de</a>	N.D.
<b>Mulk Enpar Renewable Energy</b> (Clean Energy Technologies en EE.UU.)	N.D.	<a href="http://www.mulkre.com/index.html">http://www.mulkre.com/index.html</a>	N.D.
		<a href="http://cleanenergy.com/Technology.htm">http://cleanenergy.com/Technology.htm</a>	
<b>Nep Solar AG</b>	PolyTrough 1200, PolyTrough 1800	<a href="http://www.nep-solar.com/">http://www.nep-solar.com/</a>	N.D.
<b>Novatec Solar</b>	DMS, Supernova, Nova-1	<a href="http://www.novatecsolar.com/">http://www.novatecsolar.com/</a>	N.D.
<b>Oorja Energy Engineering</b>	PTC 150 (PTC18), PTC 300	<a href="http://www.oorja.in/solar-heating/">http://www.oorja.in/solar-heating/</a>	<a href="http://www.eai.in/blog/2015/08/oorja-energy-hyderabad-solar-thermal-based-heating-cooling-for-industrial-commercial-sectors.html">http://www.eai.in/blog/2015/08/oorja-energy-hyderabad-solar-thermal-based-heating-cooling-for-industrial-commercial-sectors.html</a>
<b>PerSolar</b>	TLC-1000, TLC-24K	<a href="http://www.persolar.com/sonnenkollektor_sp.html">http://www.persolar.com/sonnenkollektor_sp.html</a>	<a href="http://www.sunwindenergy.com/solar-thermal/start-company-presents-autonomous-parabolic-trough-collector">http://www.sunwindenergy.com/solar-thermal/start-company-presents-autonomous-parabolic-trough-collector</a>
			<a href="https://www.youtube.com/watch?v=2dyyQ4zLcVQ">https://www.youtube.com/watch?v=2dyyQ4zLcVQ</a>
<b>Protarget</b>	N.D.	<a href="http://www.protarget-ag.de/index.php?id=32&amp;L=1">http://www.protarget-ag.de/index.php?id=32&amp;L=1</a>	N.D.
<b>Pyron Solar</b>	Power Reef	<a href="http://www.pyronsolar.com/prod_benefits.html">http://www.pyronsolar.com/prod_benefits.html</a>	<a href="http://www.treehugger.com/renewable-energy/hyper-powerful-and-inexpensive-solar-by-pyron.html">http://www.treehugger.com/renewable-energy/hyper-powerful-and-inexpensive-solar-by-pyron.html</a>
<b>Rackam</b>	S10, S20	<a href="http://www.rackam.com/en/products/">http://www.rackam.com/en/products/</a>	<a href="http://www.solar-rating.org/">http://www.solar-rating.org/</a>
		<a href="http://www.cqrda.ca/projets/">http://www.cqrda.ca/projets/</a>	
<b>Radha Energy Cell</b>	POWER TROUGH REC-20	<a href="http://www.radhasolar.com/index.html">http://www.radhasolar.com/index.html</a>	<a href="https://www.youtube.com/watch?v=LG-N_8ePwJs">https://www.youtube.com/watch?v=LG-N_8ePwJs</a>
			<a href="http://www.solarexporterindia.com/solar-steam-generator.html">http://www.solarexporterindia.com/solar-steam-generator.html</a>
<b>Ronda High Tech</b>	RHT 2500 Trough	<a href="http://www.ronda-hightech.com/it?page_id=568&amp;lang=es">http://www.ronda-hightech.com/it?page_id=568&amp;lang=es</a>	N.D.
<b>Royal Tech CSP</b>	Royal Trough	<a href="http://www.royalcsp.com/">http://www.royalcsp.com/</a>	N.D.
<b>SAMCA (Renovables SAMCA S.A, filial de Grupo SAMCA)</b>	Samcatrough (colector Eurotrough)	<a href="http://www.samca.com/es/energia">http://www.samca.com/es/energia</a>	N.D.
<b>Schlaich Bergermann und Partner (SBP GmbH)</b>	Ultimate Trough	<a href="http://www.sbp.de/en/sun/index">http://www.sbp.de/en/sun/index</a>	<a href="http://www.renewables-made-in-germany.com/">http://www.renewables-made-in-germany.com/</a>
			<a href="http://en.csplaza.com/">http://en.csplaza.com/</a>
<b>SENER</b>	SENERtrough y SENERtrough 2	<a href="http://www.sener-power-process.com/ENERGIA/Projects/senertrough-2-nuevo-captador-solar-optimizado/es?pag=0&amp;agno=&amp;area=&amp;categoria=&amp;totalperpage=5">http://www.sener-power-process.com/ENERGIA/Projects/senertrough-2-nuevo-captador-solar-optimizado/es?pag=0&amp;agno=&amp;area=&amp;categoria=&amp;totalperpage=5</a>	<a href="http://www.sener.es/revista-sener/es/al_da_senertrough-2_y_monotanque.html">http://www.sener.es/revista-sener/es/al_da_senertrough-2_y_monotanque.html</a>
			<a href="http://www.worldfutureenergysummit.com/Portal/exhibitors/products/sener-ingenieriay-sistemas-sa/senertrough-2.aspx">http://www.worldfutureenergysummit.com/Portal/exhibitors/products/sener-ingenieriay-sistemas-sa/senertrough-2.aspx</a>
<b>SHAP (Solar Heat and Power), actualmente Areva Solar</b>	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SHAP (Solar Heat and Power)</b>	N.D.	<a href="http://ijlct.oxfordjournals.org/content/early/2012/10/02/ijlct.cts068.full">http://ijlct.oxfordjournals.org/content/early/2012/10/02/ijlct.cts068.full</a>	<a href="http://www.shap.it">http://www.shap.it</a>
<b>Sharper Sun (Leverage Net Solutions)</b>	N.D.	<a href="http://www.sharpersun.com/products.html">http://www.sharpersun.com/products.html</a>	N.D.

SIJ (Instituto Solar de Jülich) y DLR (Centro Aeroespacial Alemán), en colaboración con Solitem GmbH y Alanod.	PTC 1000	<a href="http://www.sij.fh-aachen.de/">http://www.sij.fh-aachen.de/</a>	N.D.
		<a href="http://www.dlr.de/dlr/en/desktopdefault.aspx/tabid-10002/">http://www.dlr.de/dlr/en/desktopdefault.aspx/tabid-10002/</a>	
SkyFuel	SkyTrough, SkyTrough DSP	<a href="http://www.skyfuel.com/skytrough.shtml">http://www.skyfuel.com/skytrough.shtml</a>	<a href="http://www.reflectechsolar.com/technical.html">http://www.reflectechsolar.com/technical.html</a>
Skyline	High Gain Solar y/o Skyline Solar X14	<a href="http://www.skyline-solar.com">http://www.skyline-solar.com</a>	<a href="http://www.greentechmedia.com/articles/read/Low-Concentration-PV-Deployments-From-SunPower-and-Skyline-Solar">http://www.greentechmedia.com/articles/read/Low-Concentration-PV-Deployments-From-SunPower-and-Skyline-Solar</a>
			<a href="https://en.wikipedia.org/wiki/Skyline_Solar">https://en.wikipedia.org/wiki/Skyline_Solar</a>
			<a href="http://www.fastcompany.com/1277615/skyline-solars-high-gain-tech-10-times-more-efficient-flat-arrays">http://www.fastcompany.com/1277615/skyline-solars-high-gain-tech-10-times-more-efficient-flat-arrays</a>
SLT Energy LTD	SOL Yatna CSP	<a href="http://sltenergy.com">http://sltenergy.com</a>	N.D.
Smirro	SmirroTM	<a href="http://smirro.de/smirro/index.php/es/procesos-de-calor">http://smirro.de/smirro/index.php/es/procesos-de-calor</a>	N.D.
Solar Euromed	LFR500	<a href="http://www.solareuromed.com/">http://www.solareuromed.com/</a>	N.D.
Solar Millennium AG	N.D.	<a href="http://www.solarmillennium.de/english/contact-us/index.html">http://www.solarmillennium.de/english/contact-us/index.html</a>	N.D.
Solar Power Group (SPG) GmbH (anteriormente Solarmundo NV).	Instalación piloto "Fresdemo" en la Plataforma Solar de Almería.	<a href="http://www.solarpowergroup.com/">http://www.solarpowergroup.com/</a>	<a href="http://www.psa.es/es/instalaciones/parabolicos/fresdemo.php">http://www.psa.es/es/instalaciones/parabolicos/fresdemo.php</a>
Solarfire Industrial Design	N.D.	<a href="http://www.solarfire.org/Technology">http://www.solarfire.org/Technology</a>	<a href="http://www.builditsolar.com/Projects/Concentrating/concentrating.htm">http://www.builditsolar.com/Projects/Concentrating/concentrating.htm</a>
Solargenix	Power Roof, SGX-1	<a href="http://www.solargenix.com/">http://www.solargenix.com/</a>	<a href="http://www.designguide.com/products/51395/Solargenix-Energy">http://www.designguide.com/products/51395/Solargenix-Energy</a>
Solarlite	SL 2300, SL 4600	<a href="http://solarlite-csp.com/en/projekte-referenzen/abgeschlossene-projekte/">http://solarlite-csp.com/en/projekte-referenzen/abgeschlossene-projekte/</a>	<a href="http://issuu.com/mittelstandsliste/docs/solarlite-4600---technical-datasheet-2010">http://issuu.com/mittelstandsliste/docs/solarlite-4600---technical-datasheet-2010</a>
Solarmirrortec	SMT-8, SMT-70	<a href="http://www.solarmirrortec.com/en_EN/products.html">http://www.solarmirrortec.com/en_EN/products.html</a>	N.D.
Solarmundo NV (posteriormente Solar Power Group)	N.D.	N.D.	N.D.
SolarXEnergy (antes Matalon Energy LLC.)	SolarX 164 (o también mat-164), SolarX Hybrid, SolarX Thermal Scissor	<a href="http://www.solarxenergy.com/our-products/current/">http://www.solarxenergy.com/our-products/current/</a>	<a href="http://www.prnewswire.com/news-releases/solarx-energy-introduces-its-next-generation-hybrid-solar-energy-system-182998761.html">http://www.prnewswire.com/news-releases/solarx-energy-introduces-its-next-generation-hybrid-solar-energy-system-182998761.html</a>
			<a href="http://www.solar-rating.org/">http://www.solar-rating.org/</a>
Solel Solar Systems LTD (anteriormente Luz International)	IND 300, LS-1, LS-2, LS-3	<a href="http://www.solel.com/">http://www.solel.com/</a>	N.D.
Solitem	PTC 1100, PTC 1800, PTC 3000, PTC 4000	<a href="http://www.solitem.de/">http://www.solitem.de/</a>	N.D.
Soltigua	Línea de productos PTMx, FTM y FLT	<a href="http://www.soltigua.com/prodotti/">http://www.soltigua.com/prodotti/</a>	N.D.
Sopogy	SopoFlare, SopoNova 4.0, SopoHelios, SopoTitan	<a href="http://www.sopogy.com">http://www.sopogy.com</a>	<a href="http://sopogy.org/">http://sopogy.org/</a>
			<a href="http://en.wikipedia.org/wiki/Sopogy">http://en.wikipedia.org/wiki/Sopogy</a>
			<a href="https://books.google.es/books?id=kKmNAgAAQBAJ&amp;printsec=frontcover&amp;hl=es#v=onepage&amp;q&amp;f=false">https://books.google.es/books?id=kKmNAgAAQBAJ&amp;printsec=frontcover&amp;hl=es#v=onepage&amp;q&amp;f=false</a>
SRB Energy	UHV	<a href="http://www.srbenergy.com/">http://www.srbenergy.com/</a>	N.D.
STG Internacional	N.D.	<a href="http://www.stginternational.org/renewable-energy-technologies/">http://www.stginternational.org/renewable-energy-technologies/</a>	N.D.
Sunlis GmbH	SUNLIS Trough 2.0	<a href="http://www.sunlis.de">http://www.sunlis.de</a>	N.D.
SunOyster Systems GmbH	SunOyster 16	<a href="http://www.sunoyster.com/">http://www.sunoyster.com/</a>	N.D.
SunPower	C7 Tracker	N.D.	<a href="http://www.greentechmedia.com/articles/read/Low-Concentration-PV-Deployments-From-">http://www.greentechmedia.com/articles/read/Low-Concentration-PV-Deployments-From-</a>

			<a href="#">SunPower-and-Skyline-Solar</a> <a href="http://www.greentechmedia.com/articles/read/SunPowers-New-C7-Tracker-System-in-6-MW-Solar-Farm-at-Tucson-Electric-Powe">http://www.greentechmedia.com/articles/read/SunPowers-New-C7-Tracker-System-in-6-MW-Solar-Farm-at-Tucson-Electric-Powe</a> <a href="http://www.directindustry.es/prod/sunpower-corporation/product-54792-712239.html">http://www.directindustry.es/prod/sunpower-corporation/product-54792-712239.html</a>
<b>SUNTRAK SYNERGY</b>	N.D.	<a href="http://suntraksynergy.com/index.htm">http://suntraksynergy.com/index.htm</a>	<a href="http://issuu.com/eqinternational/docs/eq_may_14">http://issuu.com/eqinternational/docs/eq_may_14</a>
<b>Tecnología Solar Concentradora(TSC) S.L.</b>	CCStaR	<a href="http://www.tsc-concentra.com/">http://www.tsc-concentra.com/</a>	N.D.
<b>Termopower, Grupo STS (Solar Technology Systems)</b>	TCP 150, TCP 200	<a href="http://www.termopower.com/tcp-150">http://www.termopower.com/tcp-150</a>	<a href="http://www.juntadeandalucia.es/economiainnovacionyciencia/fondoseuropeosenandalucia/dossier_internet.php?t=FEDER&amp;a=2013&amp;m=10">http://www.juntadeandalucia.es/economiainnovacionyciencia/fondoseuropeosenandalucia/dossier_internet.php?t=FEDER&amp;a=2013&amp;m=10</a>
<b>Thermax India</b>	SolPac P60	<a href="http://www.thermaxindia.com/Solar/Solar-Thermal/Parabolic-Trough.aspx">http://www.thermaxindia.com/Solar/Solar-Thermal/Parabolic-Trough.aspx</a>	N.D.
<b>Torresol Energy (grupo SENER)</b>	SENERtrough	<a href="http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/cylindrical-parabolic-collector-technology/en">http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/cylindrical-parabolic-collector-technology/en</a>	N.D.
<b>Trivelli Energy Ltd</b>	SolarWing Evo	<a href="http://www.seagroupe.com/page13.html">http://www.seagroupe.com/page13.html</a>	N.D.
<b>Tsk Flagsol</b>	Skal-ET (Eurotrough), HelioTrough	<a href="http://www.flagsol.com/flagsol/english/what-we-offer/products/collector/parabolic-trough-collector.html">http://www.flagsol.com/flagsol/english/what-we-offer/products/collector/parabolic-trough-collector.html</a>	N.D.
		<a href="http://www.heliotrough.com/facts.html">http://www.heliotrough.com/facts.html</a>	
		<a href="http://www.grupotsk.com/proyectos/index">http://www.grupotsk.com/proyectos/index</a>	
<b>Ultra Conserve Pvt.</b>	OptiTrough 300	<a href="http://www.conserve.co.in/OptiTrough300.php">http://www.conserve.co.in/OptiTrough300.php</a>	N.D.
<b>Ultra Lite Solar</b>	N.D.	<a href="http://www.ultralitesolar.com/">http://www.ultralitesolar.com/</a>	N.D.
<b>Unión Europea</b>	Proyecto EUCLIDES	N.D.	N.D.
<b>Universidad de Florencia</b>	SALTO PTC 1 (F-PTC2200), SALTO PTC 2 (F-PTC1600)	N.D.	N.D.
<b>Universidad de Lleida, APSE</b>	BiFres, PlaFres, ReFres	<a href="http://www.apse.udl.cat/mod/page/view.php?id=13">http://www.apse.udl.cat/mod/page/view.php?id=13</a>	N.D.
		<a href="http://www.apse.udl.cat/mod/page/view.php?id=12">http://www.apse.udl.cat/mod/page/view.php?id=12</a>	
		<a href="http://www.apse.udl.cat/mod/page/view.php?id=14&amp;lang=ca">http://www.apse.udl.cat/mod/page/view.php?id=14&amp;lang=ca</a>	
<b>Universidad Nacional de Australia (ANU)</b>	Sistema CHAPS Doméstico, CHAPS largo (Combined Heat And Power Solar)	<a href="http://sun.anu.edu.au/">http://sun.anu.edu.au/</a>	N.D.
<b>URSSA</b>	URSSATrough	<a href="http://www.urssa.es">www.urssa.es</a>	N.D.
<b>US Clean Energy Technologies (Mulk Enpar)</b>	N.D.	<a href="http://cleanenergy.com/Technology.htm">http://cleanenergy.com/Technology.htm</a>	N.D.
<b>Vicot Air conditioning</b>	N.D.	<a href="http://www.vicot.com.cn/english/SERVICE/ShowArticle.asp?ArticleID=159">http://www.vicot.com.cn/english/SERVICE/ShowArticle.asp?ArticleID=159</a>	<a href="http://www.vicothvac.com/6-2-vicot-solar-collector.html">http://www.vicothvac.com/6-2-vicot-solar-collector.html</a>
			<a href="http://www.vicot.com.cn/english/SERVICE/ShowArticle.asp?ArticleID=242">http://www.vicot.com.cn/english/SERVICE/ShowArticle.asp?ArticleID=242</a>
			<a href="http://www.globalmarket.com/product-info/vicot-solar-vacuum-tube-2557376.html">http://www.globalmarket.com/product-info/vicot-solar-vacuum-tube-2557376.html</a>
<b>Whitestar Energy</b>	W11-C	<a href="http://www.whitestarenergies.com">www.whitestarenergies.com</a>	<a href="http://www.solar-rating.org/">http://www.solar-rating.org/</a>



## 9.2 Parámetros geométricos

### 9.2.1 Parámetros del campo solar

Tabla 9.2. Parámetros del campo solar

Fabricante, modelo	Lazo (m)	"Solar Collector Assembly" (SCA) (m) <sup>(1)</sup>	Número de módulos (por cada SCA)	Espaciado entre centros de módulos consecutivos, orientación Norte - Sur (m). <sup>(3)</sup>	Ratio de uso de suelo disponible ó densidad de empaquetamiento (%).	Campo solar/kW [ $m^2_{\text{campo solar}}/kW_t$ ]	Sistema de almacenamiento térmico integrado y capacidad de almacenamiento (h)
Aalborg CSP, N.D.	N.D.	140	12	N.D.	30 - 38,5	N.D.	N.D.
Abengoa, PT-1	N.D.	96	≤ 16	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Abengoa, RMT	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Abengoa, PT-2	N.D.	148,5	12	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Absolicon, T10	N.D.	N.D.	N.D.	≈ 2,86	36,5	N.D.	N.D.
Absolicon, MT10	N.D.	N.D.	N.D.	≈ 2,86	36,5	N.D.	N.D.
Absolicon, X10 PVT	N.D.	≤ 18	N.D.	≈ 2,86	36,5	N.D.	N.D.
Acurex Solar, Acurex 3001	N.D.	20	6	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
AIRA termosolar, N.D.	98	98	1	N.D.	N.D.	3,557; 2,6 <sup>(2)</sup>	N.D.
Airlight Energy, N.D.	N.D.	211,68 {215,38}	36	N.D.	28,57	N.D.	≤ 12. Almacenamiento en lecho compacto de grava
Albisa Solar, AT 150	600 (4 SCA)	150	12	21,26 (15,5)	27,5 - 28	N.D.	N.D.
Alcoa, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Alpha-E, AT 350	N.D.	48	4	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Alpha-E, AT 800	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
AM-Brain, K125	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Archimede Solar Energy, HCESH	600 (6 SCA)	100	8	N.D.	38,2	N.D.	≤ 5 -7,5. Sistema de almacenamiento directo en sales fundidas.
Areva Solar, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	14,633	N.D.
Arontis Solar Solutions, Solar8	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
BBEnergy, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
BROAD Air Conditioning Co. Ltd, N.D.	N.D.	24	4	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Button Energy y AEE INTEC, PARASOL One	N.D.	N.D.	4 <sup>(4)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.	Sí
Chromasun, MCT	N.D.	N.D.	N.D.	Sin espaciado entre filas consecutivas	70 - 85,5	2,075	N.D.
Ciemat, FASOL	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Ciemat, Composites y Sol; CAPSOL	N.D.	8	4	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CNIM, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Sí
Cogenra, T14	N.D.	44,4	18	N.D.	N.D.	N.D.	Sí
Cogenra, SunBase 1.0	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	12,14 - 20,234	Sí
Cogenra, SunDeck 1.0	16,764 (configuración	16,764	6	N.D.	N.D.	12,14 - 20,234	Sí

	2X6) <sup>(5)</sup>						
<b>Cogenra, SunDeck PVT 2.0</b>	11,012 (configuración 2X4); 13,765 (configuración 2X5); 16,518 (configuración 2X6) <sup>(6)</sup>	11,012; 13,765; 16,518	4, 5, 6	N.D.	N.D.	12,14 - 20,234	Sí
<b>Consorcio europeo, Eurotrough ET-150</b>	600 (4 SCA)	144 {148,5}	12	17,2	26 - 32 (con bloque de potencia), 40-50 (sin bloque potencia)	10,203	≤ 8 (para 50 MW de capacidad instalada).
<b>Crale Energy Saving, SDFC15</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Crale Energy Saving, SDFC18</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Crale Energy Saving, SDFC4</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Crale Energy Saving, SIFC8</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>CSIRO y ANU, N.D.</b>	N.D.	44	4	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>DLR, Fix Focus Trough</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Dr. Vetter, Itcollect</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	> 50-60	N.D.	N.D.
<b>Elianto, N.D.</b>	N.D.	≤100	2	N.D.	N.D.	31,67 <sup>(7)</sup>	N.D.
<b>ENEA, N.D.</b>	600 (6 SCA)	{100}	6, 8	N.D.	47,6	N.D.	Sí
<b>Erfis, Erfitrough</b>	N.D.	168	≤ 20	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Feranova, FRT-1C10 y FRT-1C20</b>	N.D.	≤ 125	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Almacenamiento con sales fundidas
<b>Ferasolar, FERA TH 100</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Si
<b>Focal Point Energy, FPE40 ó Energy Driver</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Fundación Bruno Kessler, Digespo</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>GlassPoint Solar, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	94 - 96	N.D.	N.D.
<b>Glax Tech, ThermeX</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Global CSP, MK II y III</b>	N.D.	N.D.	≤ 8	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Global CSP, MK 5</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Gossamer, 3M; LAT 73</b>	N.D.	192	16	27,3 (20)	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Helioclim, N.D.</b>	N.D.	≈ 10	3	N.D.	N.D.	N.D.	Si
<b>Heliodynamics, HD7.c</b>	N.D.	11,995 + 0,8 (extremos) <sup>(8)</sup>	3	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Heliodynamics, HD 10</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Heliodynamics, HD 16</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Himin Solar, Solar Cooker</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Hitachi Zosen, HSLPF</b>	N.D.	N.D.	1	N.D.	50,61	3,354	N.D.
<b>Huayuan New Energy, HY-Trough-3</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Huayuan New Energy, HY-Trough-6</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>IMK, CSP- Trough</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Industrial Solar Technology, IST PT1</b>	N.D.	49	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

<b>Industrial Solar thermal solutions, LF-11</b>	> 40,6; 65 (estándar). Ampliable en tramos de 32 m.	> 40,6; 65 (SCA estándar). Ampliable en tramos de 32 m.	> 10; 16 (SCA estándar). Ampliable en series de 8 módulos.	N.D.	≤ 67	2,784; 2 <sup>(2)</sup>	N.D.
<b>INERSUR, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	11,6 (3)	66,4	2,75	N.D.
<b>Instituto de Investigaciones Eléctricas, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Inventive Power, Power Trough 110</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>KGDS, N.D.</b>	N.D.	≤ 240	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Koluacik Research &amp; Development, SPT</b>	N.D.	N.D.	1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>LiteTrough, Gen6</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS CCP</b>	N.D.	2,4 - 14,3	1 – 12 <sup>(9)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS-35</b>	N.D.	6,809	1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS-140</b>	N.D.	12,757	4	N.D.	33,3	N.D.	N.D.
<b>Millennium Energy Systems, Milenio</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	≤ 24
<b>Millionsun Energy, CSPT-L</b>	N.D.	12	6	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Millionsun Energy, CSPT-H</b>	N.D.	48	12	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Mithras, Lumen 2.3</b>	N.D.	30	6	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Mithras, Lumen 8.4</b>	N.D.	168 {≤185}	≤ 20	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Mulk Enpar, N.D. (CCP)</b>	N.D.	72	18	N.D.	32,68	4,08; 12,141 <sup>(7)</sup>	N.D.
<b>Mulk Enpar, N.D. (Fresnel)</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Nep Solar AG, PolyTrough 1200 y 1200B</b>	N.D.	24	6, 12	N.D.	Típicamente 33,14 - 36,5. Máximo 50 - 60.	6,25	N.D.
<b>Nep Solar AG, PolyTrough 1800</b>	N.D.	N.D.	N.D. (Nep Solar); 2 (certificado SPF)	N.D.	38 - 40	5 - 6	N.D.
<b>Novatec Solar; DMS, Supernova, Nova-1</b>	224 - 985,6	224 - 985,6	5 - 22	16,5 (4,5)	70	N.D.	Tanques de almacenamiento con sales fundidas (Novatec DMS)
<b>PerSolar, TLC-1000</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>PerSolar, TLC-24K</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Protarget, N.D.</b>	≈ 200 (2 SCA)	96	8	≈ 8	26,95	9,97 - 36	Sí
<b>Pyron Solar, Power Reef</b>	15	15	3 <sup>(10)</sup>	N.D.	N.D.	12,545 <sup>(7)</sup>	N.D.
<b>Rackam, S10</b>	N.D.	12,19 - 36,58	4,8,12	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Rackam, S20</b>	N.D.	33,58	4	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Ronda High Tech, RHT 2500 Trough</b>	100	25	2	N.D.	N.D.	N.D.	Sí
<b>Royal Tech CSP, Royal Trough</b>	N.D.	100, 150	8, 12	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SBP, Ultimate Trough</b>	987 (4 SCA)	245	10	N.D.	25,4	9,335	≤ 8 (instalaciones de 50 MW de capacidad instalada)
<b>SENER, Senertrough</b>	576	140	12	N.D.	N.D.	7,442	Sí

SHAP , N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SIJ, DLR, Solitem y Alanod; PTC 1000	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SkyFuel, Skytrough	N.D.	115	8	N.D.	N.D.	7,5; 20 <sup>(7)</sup>	Sí
SkyFuel, SkyTroughDSP	N.D.	150	6, 8 (estándar), 10, 12, 14.	N.D.	N.D.	N.D.	Sí
SLT Energy, SOL Yatna CSP	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Smirro, N.D.	N.D.	N.D.	8, 10	N.D.	N.D.	N.D.	Sí
Solar Euromed, LFR 500	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Sí
Solar Power Group y MAN, Fresdemo.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solargenix, Power Roof.	N.D.	≤ 50	10 - 12	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solargenix, SGX-1	N.D.	100	8, 12	19,8 - 20	24,6 - 25	N.D.	N.D.
Solarlite, SL 2300	N.D.	≤ 50	2,4	5,97 (3,67)	36,525 - 40,9	1,856 - 2,37 <sup>(2)</sup>	N.D.
Solarlite, SL 4600	N.D.	≤ 120	≤ 10	N.D.	N.D.	6	N.D.
Solarmirrotec, SMT-8	N.D.	24	≥ 6	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solarmirrotec, SMT-70	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SolarXEnergy, Solar X164	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solel, IND 300	N.D.	49	8	2	N.D.	1,6 <sup>(2)</sup>	Sí
Solel, LS-1	N.D.	50,2	8	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solel, LS-2	N.D.	47-50	6	17,5 - 20 (12,5-15)	33,3 - 40	6,267	N.D.
Solel, LS-3	N.D.	100	8	23,3 (17,3)	33,4	5,804	N.D.
Solitem, PTC 1100	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Sí
Solitem, PTC 1800	N.D.	20,4	≥ 4	N.D.	N.D.	≈ 1,5 - 2 <sup>(2)</sup>	Sí
Solitem, PTC 3000	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	≈ 2 <sup>(2)</sup>	Sí
Solitem, PTC 4000	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Sí
Soltigua, PTM (PTM 18, PTM 24, PTM 30, PTM 36)	N.D.	20,7 - 39,6	3 - 6	≈ 1,2	42 - 42,6	4,405; 1,85 <sup>(2)</sup>	Sí
Soltigua, FTM (FTM18, FTM24, FTM30, FTM36)	N.D.	19,3 - 38,08	3 - 6	N.D.	55	3,891; 2,137 <sup>(2)</sup>	Sí
Soltigua, FLT (FLT10v-24, FLT10v-36, FLT10v-48, FLT10v-60, FLT10v-72)	N.D.	25,02 - 74,34	4, 6, 8, 10, 12	N.D.	N.D.	N.D.	Sí
Sopogy, SopoFlare	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Sí
Sopogy, SopoNova	N.D.	≈50	12	2,59	58,69	8,1 - 23,7	Sí
Sopogy, SopoHelios	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	8,1 - 23,7	Sí
Sopogy, SopoTitan	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	8,1 - 23,7	Sí
SRB Energy, UHV	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SunOyster Systems, N.D.	N.D.	N.D.	2 <sup>(11)</sup>	N.D.	N.D.	1,14 <sup>(2)</sup>	Almacenamiento en forma de energía eléctrica (baterías).
Suntrak Synergy, N.D.	N.D.	96 {102}	8	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Suntrak Synergy, N.D.	10,2	10,2	5	2 (0,98)	42,45 - 44,9	N.D.	N.D.
Tecnología Solar Concentradora, CCStar	N.D.	N.D.	N.D.	N.D. (orientación Norte - Sur); ≈10 (orientación Este - Oeste)	29 - 32	N.D.	N.D.
Termopower, TCP 150	N.D.	150	12	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Termopower, TCP 200	N.D.	200	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Thermax India, SolPac P60	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	39,06	16,187	N.D.

Trivelli Energy, SolarWing EVO	N.D.	N.D.	N.D.	2 (orientación Norte - Sur), 2,5 (orientación Este - Oeste)	N.D.	N.D.	Sí
TSk Flagsol, Skal-ET (Eurotrough)	600 (4 SCA)	144 {148,5}	12	17,2	31,3	N.D.	N.D.
TSk Flagsol, HelioTrough	769 (4 SCA)	191	10	22	30	N.D.	N.D.
Ultra Conserve, OptiTrough 300	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Univ. de Florencia, SALTO 1	N.D.	20	4	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Univ. de Florencia, SALTO 2	N.D.	20	4	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Univ. Nacional de Australia (ANU), CHAPS doméstico	3,2	1,6	2 <sup>(11)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Univ. Nacional de Australia (ANU), CHAPS largo	N.D.	16,04 {25,664}	10, 16	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Vicot Air conditioning, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	35,93 - 39,09 <sup>(12)</sup>	4,42 - 4,81 <sup>(13)</sup>	N.D.
Whitestar Energy, W11-C	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

Notas:

Entre llaves se indican longitudes brutas, en lugar de longitudes netas.

En este caso la medida está referida al área neta de apertura, y no al área de campo solar.

Medidas entre paréntesis indican la separación mínima necesaria entre filas consecutivas para evitar pérdidas por efectos de sombreado entre ambas.

El montaje estándar del concentrador solar PARASOL One consta de 4 módulos en paralelo sobre una estructura rectangular.

El montaje estándar ofrecido por Cogenra consta de 2 filas montadas en paralelo, independientes entre sí y con 6 módulos en serie en cada fila (configuración 2x6), sobre una plataforma conjunta. El sistema de accionamiento incorporado es conjunto, es decir, conecta todas las filas, moviendo todas ellas simultáneamente.

En el caso del concentrador solar SunDeck PVT 2.0, Cogenra ofrece 3 configuraciones posibles (2x4, 2x5, 2x6), de forma similar a su predecesor SunDeck 1.0.

Medida tomada en  $m^2_{\text{campo solar}}/KW_e$

Las conexiones del receptor lineal al final de la fila, así como los soportes laterales de espejo y estructura, añaden 0,4 m en cada extremo de la fila o SCA.

Menova Engineering lanzó al mercado este modelo bajo las siguientes configuraciones: 1, 1x2, 2x1, 3x1, 3x2, 6x2.

Cada módulo es un vector de lentes Fresnel de longitud 15 m, o su equivalente fragmentado en varias filas, al estar inscrito en una circunferencia de 7,5 m de radio.

Cada SCA se compone de 2 módulos en paralelo montados sobre una misma estructura.

El límite inferior corresponde a proyectos de 1 MW<sub>t</sub> de capacidad instalada, mientras que el límite superior corresponde a instalaciones de 0,1 MW<sub>t</sub>.

El límite inferior corresponde a proyectos de 0,1 MW<sub>t</sub> de capacidad instalada, mientras que el límite superior corresponde a instalaciones de 1 MW<sub>t</sub>.

## 9.2.2 Concentrador solar y receptor

Tabla 9.3. Parámetros geométricos concentrador solar

Fabricante, modelo	Área de apertura bruta por módulo (m <sup>2</sup> )	Área de apertura neta por módulo (m <sup>2</sup> )	Longitud de apertura de un módulo (m) <sup>(1)</sup>	Anchura bruta de apertura de un módulo (m)	Anchura neta de apertura de un módulo (m)	Profundidad de un módulo (m)	Altura máxima (m) <sup>(3)</sup>	Ratio de concentración C	Factor de concentración geométrico C <sub>g</sub>	Ángulo de bordes o "rim angle" (°)	Error por desviación del contorno ideal de parábola (mrad)
Aalborg CSP, N.D.	69,25	67,33	11,67	N.D.	5,77	N.D.	N.D.	82,42	52,48	N.D.	N.D.
Abengoa, PT-1	14,03	13,42	6,1	2,3	2,2	N.D.	2,23	43,137 - 75,601	27,46 - 48,18	72	N.D.

<b>Abengoa, RMT</b>	N.D.	4,22	3,67	N.D.	1,13 - 1,148	N.D.	N.D.	45,2	28,773	N.D.	N.D.
<b>Abengoa, PT-2</b>	N.D.	52,8	12	N.D.	4,4	N.D.	N.D.	63	40,02	72	N.D.
<b>Absolicon, T10</b>	N.D.	10,37	N.D.	N.D.	1,1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Absolicon, MT10</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Absolicon, X10 PVT</b>	10,91	10,37	6; 9,42 {10}; 14	N.D.	1,1	N.D.	0,35	10	6,366	N.D.	N.D.
<b>Acurex Solar, Acurex 3001</b>	N.D.	34	3,05 {3,25}	N.D.	1,8	N.D.	N.D.	35,3	22,47	N.D.	N.D.
<b>AIRA termosolar, N.D.</b>	1687	1233	N.D.	N.D.	18	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	No procede
<b>Airlight Energy, N.D.</b>	74,43	57,036	5,88	≤ 12,44	9,7	N.D.	10,48 - 12,73	21,56	13,72	72	N.D.
<b>Albisa Solar, AT 150</b>	N.D.	69,288	12	5,774	5,76	N.D.	N.D.	82,29	52,38	N.D.	N.D.
<b>Alcoa, N.D.</b>	N.D.	85,466	14,02	N.D.	6,096	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Alpha-E, AT 350</b>	N.D.	42,5	12	N.D.	3,42	N.D.	N.D.	34,2 - 67,06	21,77 - 42,69 (óptimo 31,1)	N.D.	N.D.
<b>Alpha-E, AT 800</b>	N.D.	96	12	8	8	N.D.	N.D.	80 - 145,45	50,93 - 92,6 (óptimo 72,757)	N.D.	N.D.
<b>AM-Brain GmbH, K125</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	10	N.D.	No procede
<b>Archimede Solar Energy, HCESH</b>	N.D.	68	12 {12,5}	N.D.	5,66	N.D.	N.D.	80,86	51,48	N.D.	N.D.
<b>Areva Solar, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	≈20	20 (10 filas)	N.D.	16,764	≥ 78,54	≥ 50,93	N.D.	No procede
<b>Arontis Solar Solutions, Solar8</b>	10	8	4 {5}	N.D.	2	N.D.	1,4	Receptor fotovoltaico: 12,5. Receptor térmico: 33,3 (d = 60 mm) - 58,824 (d = 34 mm) <sup>(2)</sup>	Receptor fotovoltaico: 12,5. Receptor térmico: 21,22 (d = 60 mm) - 37,44 (d = 34 mm)	N.D.	N.D.
<b>BBEnergy, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	No procede
<b>BROAD Air Conditioning Co. Ltd, N.D.</b>	N.D.	13,11	5,7 {6}	N.D.	2,3	N.D.	N.D.	60,52	38,53	N.D.	N.D.
<b>Button Energy y AEE INTEC, PARASOL One</b>	2	1,875	3,97 {4}	0,5	0,47	N.D.	N.D.	39,2	24,93	103	N.D.
<b>Chromasun, MCT</b>	3,99 (SRCC) - 4,15 (Chromasun)	3,39 (SRCC) - 3,5 (Chromasun)	2,76 {3,39}	1,23	1,23	0,32	0,32	76,875	48,94	N.D.	No procede
<b>Ciemat, FASOL</b>	N.D.	15,72	6	N.D.	2,62	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Ciemat, Composites y Sol; CAPSOL</b>	N.D.	2	2	N.D.	1	N.D.	N.D.	52 - 53	≈33,5	N.D.	N.D.
<b>CNIM</b>	N.D.	720	36	N.D.	20	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	No procede
<b>Cogenra, T14</b>	N.D.	7,442	2,44	N.D.	3,05	N.D.	N.D.	14 (receptor fotovoltaico), N.D. (receptor térmico)	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, SunBase 1.0</b>	32,82	32,82	11,24	N.D.	2,92	N.D.	N.D.	16,22	10,3	N.D.	N.D.

<b>Cogenra, SunDeck PVT 2.0</b>	5,374	3,53	2,52 {2,753}	1,952	1,4	N.D.	1,798	10,77 - 19,38	6,86 - 12,73	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, SunDeck PVT 2.0</b>	5,374	3,53	2,52 {2,753}	1,952	1,4	N.D.	1,798	10,77 - 19,38	6,86 - 12,73	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, SunDeck 1.0</b>	3,364 - 4,302	4,176	2,74 {2,753}	1,562	1,524	N.D.	1,345	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Consortio europeo, Eurotrough (ET-150)</b>	N.D.	69,24	12 {12,27}	N.D.	5,77	N.D.	N.D.	82,42	52,48	80	< 3 (RMS), 5,2 (pico).
<b>Crale Energy Saving LTD, SDFC15</b>	1,5	1,5	1,5	1	1	N.D.	N.D.	21,27	13,55	N.D.	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD, SDFC18</b>	1,8	1,8	1,8	1	1	N.D.	N.D.	17,24	11	N.D.	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD, SDFC4</b>	10	10	4	2,5	2,5	N.D.	N.D.	25	25	N.D.	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD, SIFC8</b>	45,6	45,6	8	5,7	5,7	N.D.	N.D.	81,43	51,84	N.D.	N.D.
<b>CSIRO, ANU; N.D.</b>	N.D.	33	21,32	N.D.	1,548	N.D.	N.D.	77,5	49,34	45	N.D.
<b>DLR, Fix Focus Trough</b>	N.D.	36	6	N.D.	6 (12 filas)	N.D.	{2,5}	N.D.	N.D.	N.D.	No procede
<b>Dr. Vetter GmbH, Itcollect</b>	1,29	1	2,054 {2,257} <sup>(4)</sup>	0,57	0,44	0,177	0,776 <sup>(5)</sup>	8,8	5	N.D.	N.D.
<b>Elianto, N.D.</b>	N.D.	N.D.	≤50	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	60	N.D.	N.D.	No procede
<b>ENEA, N.D.</b>	N.D.	72	≈12,5 - 15 {16,7}	N.D.	5,76	N.D.	N.D.	82,29	52,38	77	0,96
<b>Erfis, Erfitrough</b>	51	46	7,7 {8,4}	6,4	6	N.D.	N.D.	85,7	54,57	166	N.D.
<b>Feranova, FRT-1C10 y FRT-1C20</b>	N.D.	1562,5 (10 filas), 3125 (20 filas)	125	N.D.	12,5 (10 filas); 25 (20 filas)	N.D.	12	80 - 200	51,34 - 127,32	N.D.	No procede
<b>Ferasolar, FERA TH 100</b>	272	234	32	8,5 (20 filas)	7,3 (20 filas)	N.D.	{4,5}	N.D.	N.D.	N.D.	No procede
<b>Focal Point Energy, FPE40</b>	38,458	37,16	12,192	N.D.	3,048	N.D.	N.D.	58,124 - 117,23	37 - 74,32	N.D.	N.D.
<b>Fundación Bruno Kessler, Digespo</b>	3,52 <sup>(6)</sup>	3,2 <sup>(6)</sup>	2 {2,2}	0,4	0,4	0,2 - 0,25	N.D.	33 - 40	21,22 - 25,465	N.D.	N.D.
<b>GlassPoint Solar, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	7,6	N.D.	N.D.	127	80,85	N.D.	N.D.
<b>Glax Tech, ThermeX</b>	47,97	37,5	7,8	6,15	4,8	N.D.	N.D.	54,634	54,634	N.D.	No procede
<b>Global CSP, MK II y III</b>	N.D.	2 - 4	2 <sup>(7)</sup>	N.D.	1 - 2	N.D.	N.D.	23,81 - 47,62	15,16 - 30,32	N.D.	N.D.
<b>Global CSP, MK 5</b>	N.D.	N.D.	4 - 8 <sup>(8)</sup>	N.D.	1 - 4	N.D.	N.D.	23,81 - 95,24	15,16 - 60,63	N.D.	N.D.
<b>Gossamer, 3M; LAT 73</b>	N.D.	87,6	12	N.D.	7,3	N.D.	N.D.	104,28	66,4	N.D.	1,5 (RMS).
<b>Helioclim, N.D.</b>	5	4,51	3,08	N.D.	1,48	N.D.	N.D.	50	31,83	N.D.	N.D.
<b>Heliodynamics, HD7.c</b>	13,41	10,6	3,998	3,353	2,651	N.D.	2,359	9,82	8,75	N.D.	No procede
<b>Heliodynamics, HD 10</b>	N.D.	24	6	N.D.	4	N.D.	2,7	18,52	12,5	N.D.	No procede
<b>Heliodynamics, HD</b>	N.D.	36 (HD16-11), 66	6 (HD16-11), 5,5	N.D.	6 (HD16-11), 12	N.D.	3,7 (HD16-11),	32,43 - 64,86	20	N.D.	No procede



<b>16 (HD16-11, HD16-21)</b>		(HD16-21)	(HD16-21)		(HD16-21)		7,4 (DH16-21)				
<b>Himin Solar, Solar Cooker</b>	N.D.	4,32	2,4	N.D.	1,8	N.D.	1,49 - 1,94	15	9,55	N.D.	N.D.
<b>Hitachi Zosen Corporation, HSLPF</b>	1308,1	662	92 {103}	12,7	7,2	N.D.	3,8	80	50,93	N.D.	No procede
<b>Huayuan New Energy, HY-Trough-3</b>	N.D.	36	12	N.D.	3	N.D.	N.D.	42,86 (d =70 mm); 75 (d=40 mm); 150 (d = 20 mm)	27,28 (d =70 mm); 47,74 (d=40 mm); 95,49 (d = 20 mm)	N.D.	N.D.
<b>Huayuan New Energy, HY-Trough-6</b>	N.D.	72	12	N.D.	6	N.D.	N.D.	85,71 (d= 70 mm); 150 (d = 40 mm)	54,57 (d=70 mm); 95,49 (d = 40 mm)	N.D.	N.D.
<b>IMK, CSP- Trough</b>	N.D.	N.D.	≤ 6	N.D.	4 - 6	N.D.	N.D.	57,15 - 85,71	36,38 - 54,57	N.D.	N.D.
<b>Industrial Solar Technology Corporation, IST PT1</b>	N.D.	14	6,1	N.D.	2,3	N.D.	N.D.	45,28 - 57,5	28,82 - 36,6	70	N.D.
<b>Industrial Solar thermal solutions GmbH, LF-11</b>	30,45	22,33	4,06	7,5	5,5	N.D.	4,5 {4} <sup>(9)</sup>	78,57	50,02	N.D.	No procede
<b>INERSUR, N.D.</b>	67,2	44,8	8 {8,4}	8	5,6	N.D.	4,6 <sup>(10)</sup>	46,7	29,71	45	No procede
<b>Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), N.D.</b>	N.D.	15,46	6,72 {7,1}	N.D.	2,3	N.D.	N.D.	86,14	54,84	72	N.D.
<b>Inventive Power, Power Trough 110</b>	N.D.	3,3	3	1,213	1,1	N.D.	1,414 <sup>(11)</sup>	32,93	20,97	N.D.	N.D.
<b>KGDS Renewable Energy Private Limited, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	20	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	No procede
<b>Koluacik Research &amp; Development, SPT <sup>(12)</sup></b>	N.D.	3,6; 7,2; 9,6; 12; 18	1,2 (3,6 kW); 2,4 (7,2 kW, 9,6 kW y 12 kW); 3,6 (18 kW)	N.D.	3 (3,6 kW y 7,2 kW); 4 (9,6 kW); 5 (12 kW y 18 kW)	N.D.	1,59 (3,6 kW); 2,8 (7,2 kW y 9,6 kW); 2,87 (12 kW), 4,07 (18 kW)	60 (3 m); 80 (4 m); 100 (5 m)	38,197 (3 m); 50,93 (4 m); 63,66 (5 m)	N.D.	N.D.
<b>LiteTrough, Gen6</b>	3,569	3,195	N.D.	N.D.	< 1,5	N.D.	N.D.	N.D.	35,1	N.D.	N.D.
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS (CCP)</b>	N.D.	4,32 - 44,33	2,4; 4,9; 7,3; 14,3	N.D.	1,8; 3,1	N.D.	0,9; 2,6	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS-35</b>	39,778	35	6,809	5,842	5,48 (8 filas, 0,685 m/fila)	N.D.	8,512	1000 (receptor fotovoltaico puntual)	N.D.	N.D.	No procede
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS-140</b>	166,555	140	11,687 {12,757}	13,056	11,97 (16 filas, 0,748 m/fila)	N.D.	9,452 <sup>(13)</sup>	1000 (receptor fotovoltaico puntual)	N.D.	N.D.	No procede
<b>Millennium Energy</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	No procede

<b>Systems, Milenio</b>											
<b>Millionsun Energy, CSPT-L</b>	N.D.	2	2	N.D.	1	N.D.	0,4	18,52 - 25	11,8 - 17	N.D.	N.D.
<b>Millionsun Energy, CSPT-H</b>	N.D.	8	4	N.D.	2	N.D.	N.D.	37	23,58	N.D.	N.D.
<b>Mithras, Lumen 2.3</b>	11,96	11,5	5	2,5	2,3	N.D.	N.D.	67,6	43,07	180	N.D.
<b>Mithras, Lumen 8.4</b>	51,2 - 53,76	45,6	7,6 {8,4}	6,1 - 6,4	6	N.D.	N.D.	85,71	54,57	166	N.D.
<b>Mulk Enpar, N.D. (CCP)</b>	N.D.	40	8	N.D.	5	N.D.	N.D.	71,42	45,47	N.D.	N.D.
<b>Mulk Enpar, N.D. (Fresnel)</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	30	19,1	N.D.	No procede
<b>Nep Solar AG, PolyTrough 1200 y 1200B</b>	N.D.	2,408	1,993	N.D.	1,208	N.D.	1,6	42,86	27,28	50	N.D.
<b>Nep Solar AG, PolyTrough 1800</b>	38,56	36,9	20 {20,9}	N.D.	1,845	N.D.	1,75	54,26	33,703	71	N.D.
<b>Nep Solar AG, Polytrough 1800 (certificado SPF)</b>	21,782	18,45	9,39 {11,085}	N.D.	1,965	N.D.	N.D.	57,79	36,793	N.D.	N.D.
<b>Novatec Solar; DMS Supernova, Nova-1</b>	741,888	513,6	42,8 {44,8}	16,56	12	N.D.	8,15 - 8,45 <sup>(14)</sup>	< 78,43	> 50	N.D.	No procede
<b>PerSolar, TLC-1000</b>	1,025	0,995	N.D. {2,05}	0,5	N.D.	0,4	N.D.	17,86	11,368	N.D.	N.D.
<b>PerSolar, TLC-24K</b>	24	23,88	N.D. {6}	4	N.D.	2,2	N.D.	78,74	50,127	N.D.	N.D.
<b>Protarget, N.D.</b>	35,46	34,6	12	N.D.	2,95	N.D.	3,3 - 3,6	70,24	44,71	N.D.	N.D.
<b>Pyron Solar, Power Reef</b>	N.D.	N.D. (0,1225 m <sup>2</sup> /lente Fresnel)	≤ 15	N.D.	N.D.	N.D.	0,406	1200	N.D.	N.D.	No procede
<b>Rackam, S10</b>	3,53 (Rackam), 6,277 (SRCC)	3,425 (Rackam), 5,479 (SRCC)	2,95 {3,05}	N.D.	1,16	N.D.	N.D.	N.D. (Rackam); 36,48 (SRCC)	23,22	N.D.	N.D.
<b>Rackam, S20</b>	19,64	18,84	8,05 {8,4}	N.D.	2,34	N.D.	N.D.	91,05	57,96	N.D.	N.D.
<b>Ronda High Tech, RHT 2500 Trough</b>	N.D.	70,8	12	N.D.	5,9	N.D.	2,97	84,29	53,66	N.D.	1 (RMS)
<b>Royal Tech CSP, Royal Trough</b>	72,5	67,44	12,375 {12,5}	5,8 m	5,45	N.D.	N.D.	77,86	49,57	N.D.	N.D.
<b>SBP GmbH, Ultimate Trough</b>	N.D.	180	24 {24,5}	N.D.	7,512	N.D.	N.D.	83,47 (d = 90 mm); 107,31 (d = 70 mm).	53,13 (d = 90 mm); 68,32 (d = 70 mm).	N.D.	N.D.
<b>SENER, Senertrough</b>	N.D.	69,6	12 (Senertrough), ≈13 (Senertrough2)	N.D.	5,8 (Senertrough); 6,87 (Senertrough2)	N.D.	N.D.	82,86 - 98,14	52,75 - 62,48	N.D.	N.D.
<b>SHAP (CCP)</b>	N.D.	7,8	6	N.D.	1,3	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SIJ, DLR, Solitem, Alanod; PTC 1000</b>	N.D.	2	2	N.D.	1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	99	N.D.
<b>SkyFuel, Skytrough</b>	85,8	83,4	13,9 {14,3}	N.D.	6	N.D.	N.D.	75	47,75	N.D.	1,8 (RMS); ≈5 (pico).
<b>SkyFuel, SkyTroughDSP</b>	N.D.	≈140	≈18,5	N.D.	8	N.D.	N.D.	88,9 (d = 90 mm); 100 (d = 80 mm); 114 (d = 70 mm)	56,59 (d = 90 mm); 63,66 (d = 80 mm); 72,75 (d = 70 mm)	N.D.	N.D.
<b>SLT Energy LTD, SOL Yatna CSP</b>	N.D.	60	12	N.D.	5	N.D.	N.D.	71,42	45,47	75	N.D.

Smirro, N.D.	3,6	3,42	3	1,2	1,14	N.D.	N.D.	32,57	20,74	N.D.	N.D.
Solar Euromed, LFR 500	560	400	40	14	10	N.D.	6	N.D.	N.D.	N.D.	No procede
Solar Power Group, MAN; Fresdemo	2500	1500	100	21,25 - 25	15	N.D.	11 {9}	83,3	53,05	N.D.	No procede <sup>(15)</sup>
Solargenix, Power Roof	N.D.	15,37	4,27	4	3,6	N.D.	N.D.	85,7	54,57	N.D.	N.D.
Solargenix, SGX-1	40	39,19	8	5	4,9	N.D.	N.D.	70	45,56	N.D.	N.D.
Solarlite, SL 2300	N.D.	27,6	12	2,3	2,1	N.D.	N.D.	175	111,4	N.D.	N.D.
Solarlite, SL 4600	N.D.	55,2	12	N.D.	4,6	N.D.	N.D.	65,7	41,83	87,6	< 1,2
Solarmirrotec, SMT-8	N.D.	8,8	4	2,2	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solarmirrotec, SMT-70	N.D.	70	12	N.D.	6	N.D.	N.D.	82,86	52,75	N.D.	N.D.
SolarXEnergy, Solar X164 (mat164)	5,86	5,31	4,35 {4,88}	N.D.	1,22	N.D.	N.D.	35	22,32	N.D.	N.D.
Solel, IND 300	7,8	6	6	1	1	N.D.	N.D.	45	28,68	N.D.	N.D.
Solel, LS-1	N.D.	16	6	N.D.	2,55	N.D.	N.D.	60,71	38,65	85	N.D.
Solel, LS-2	N.D.	39	7,8	N.D.	5	N.D.	N.D.	71,42	45,47	79,9 - 80	N.D.
Solel, LS-3	N.D.	72,125	12,5	N.D.	5,77	N.D.	N.D.	82,42	52,48	80 - 80,2	N.D.
Solitem, PTC 1100	N.D.	2,75	2,5	N.D.	1,1	N.D.	N.D.	40	25,466	99	N.D.
Solitem, PTC 1800	N.D.	9,162	5,02 - 5,09	N.D.	1,8	0,26	1,5	43 - 47,4	30,156	60	N.D.
Solitem, PTC 3000	N.D.	15 - 22,5	5 - 7,5	N.D.	3	N.D.	N.D.	65	41,52	N.D.	N.D.
Solitem, PTC 4000	N.D.	20	5	N.D.	4	N.D.	N.D.	80	50,93	N.D.	N.D.
Soltigua PTM (PTM 18, PTM 24, PTM 30, PTM 36)	14,88	13,5	6,2	2,4	2,177	N.D.	2,57	N.D.	N.D.	N.D.	No procede
Soltigua FTM (FTM18, FTM24, FTM30, FTM36)	33,26 - 33,71	22,467	6,35 - 6,43	5,24	3,5	N.D.	≈5 <sup>(16)</sup>	90	55,7	N.D.	No procede
Soltigua FLT (FLT10v-24, FLT10v-36, FLT10v-48, FLT10v-60, FLT10v-72)	49,9 - 50,35	37,125	6,2 - 6,25	8,05	5,94 - 5,99	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	No procede
Sopogy, SopoFlare	2,47	1,85	2,44	N.D.	0,76	N.D.	0,55	32,47	20,68	N.D.	N.D.
Sopogy, SopoNova	6,03	5,21	3,657 {3,89}	1,65	1,524	N.D.	≈2 <sup>(17)</sup>	61	38,81	N.D.	N.D.
Sopogy, SopoHelios	7,67	7,17	3,67	N.D.	2,09	N.D.	N.D.	65,3	41,58	N.D.	N.D.
Sopogy, SopoTitan	11,458	10,76	3,7592	N.D.	3,048	N.D.	N.D.	63,5	40,43	89	N.D.
SRB Energy, UHV	4,775	4	3,411	1,4	1,306	N.D.	N.D.	2,1	2,1 (receptor plano)	N.D.	N.D.
SunOyster Systems GmbH	10,3	8	4	N.D.	2	N.D.	2	40 - 50	25,46 - 31,83	N.D.	N.D.
Suntrak Synergy, N.D.	76,5	68,4	12 {12,75} <sup>(1)</sup>	6	5,7	N.D.	N.D.	81,43	51,84	N.D.	2
Suntrak Synergy, N.D.	N.D.	1,8	1,76	N.D.	1,02	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

<b>Tecnología Solar Concentradora (TSC) S.L., CCStar</b>	43,7	37,4	8,4	5,2	4,5	N.D.	1,2	9	5,5	N.D.	No procede
<b>Termopower, TCP 150</b>	N.D.	68 - 70,8	12,27	N.D.	5,774	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Termopower, TCP 200</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Thermax India, SolPac P60</b>	6,8	6,41	≈3,5 - 3,6	N.D.	≈1,8 - 1,9	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Trivelli Energy Ltd, SolarWing EVO</b>	12,36	8,25	6,9 {8,24} <sup>(1)</sup>	1,5	1,2	N.D.	1,293	35,93 - 54,55	22,87 - 34,72	N.D.	N.D.
<b>Tsk Flagsol, Skal-ET (Eurotrough)</b>	N.D.	69,24	12	N.D.	5,77	N.D.	N.D.	82,43	52,47	80	N.D.
<b>Tsk Flagsol, HelioTrough</b>	128,7	124,7	19	6,78	6,62 - 6,77	N.D.	N.D.	76,07	48,427	89	2,1 - 2,2
<b>Ultra Conserve, OptiTrough 300</b>	36	28,75	25 {30} <sup>(1)</sup>	N.D.	1,2	N.D.	N.D.	48	30,56	N.D.	N.D.
<b>Univ. de Florencia, SALTO 1</b>	N.D.	11,25	5 {5,4}	N.D.	2,25	N.D.	N.D.	53,07	33,78	N.D.	N.D.
<b>Univ. de Florencia, SALTO 2</b>	N.D.	7,815	5 {5,4}	N.D.	1,563	N.D.	N.D.	36,86	23,47	N.D.	N.D.
<b>Univ. Nacional de Australia (ANU), CHAPS doméstico</b>	4,16	3,84	1,6	1,25 <sup>(18)</sup>	1,2 <sup>(18)</sup>	N.D.	N.D.	30 (receptor fotovoltaico), ≈24 (receptor térmico)	15,279	50	Dirección transversal: 2 - 4 (RMS), 8 - 16 (pico). Dirección longitudinal: 4 - 8 (pico).
<b>Univ. Nacional de Australia (ANU), CHAPS largo</b>	2,49	2,27	1,465 {1,604}	1,6	1,55	N.D.	N.D.	38 (receptor fotovoltaico), ≈31 (receptor térmico)	19,735	50	Dirección transversal: 2 - 4 (RMS), 8 - 16 (pico). Dirección longitudinal: 4 - 8 (pico).
<b>Vicot Air conditioning, N.D.</b>	N.D.	15	6	N.D.	2,5	N.D.	2,2	59,524	37,894	N.D.	N.D.
<b>Whitestar Energy, W11-C</b>	2,321	2,112	N.D.	N.D.	< 1	N.D.	N.D.	N.D.	15,76	N.D.	N.D.

Notas:

- (1) Entre llaves se indican longitudes brutas.
- (2) La relación entre la superficie de captación fotovoltaica frontal y el tubo absorbente ubicado en la zaga del receptor híbrido es 2,67, para el caso de in diámetro de tubo d = 60 mm, y 4,7, para d = 34 mm.
- (3) La altura máxima corresponde, en caso de concentradores lineales tipo Fresnel, a la altura del tubo. Por el contrario, el punto de mayor altura alcanzado por los concentradores de canal cilindro-parabólico se da en los extremos de los espejos, al girar éstos en su recorrido siguiendo la posición del Sol. En el primer caso, valores anotados entre llaves indican que la altura dada del tubo está referenciada a la posición que ocupan los haces de reflectores primarios sobre la vertical con el terreno, en lugar de estar medida respecto al suelo.
- (4) Ampliaciones opcionales de la longitud del módulo en tramos de 0,5 m.

- (5) El diseño del concentrador de canal cilindro-parabólico de Dr. Vetter se caracteriza por una estructura simple que monta un receptor estacionario. La altura a la que se fija el tubo absorbente es 0,491 m, mientras que para obtener la altura máxima hay que tener en cuenta la mitad de la anchura bruta del espejo, correspondiente al instante en que el espejo alcanza su máximo giro.
- (6) El módulo Digespo está comprendido por una estructura que aloja 4 espejos en paralelo.
- (7) Los módulos solares MK II y MK III se componen de una estructura estándar que alberga dos espejos CCP en paralelo de 1 m de anchura cada uno. La anchura de estos espejos, como se indica en la tabla, puede alcanzar hasta 2 m.
- (8) El área de apertura varía debido a la amplia variedad de tamaños dentro de la gama ofertada por el fabricante.
- (9) Los reflectores primarios se sitúan 0,5 m sobre el nivel del suelo, y el tubo se instala 4 m por encima de éstos.
- (10) Los reflectores primarios se sitúan 0,6 m sobre el nivel del suelo, y el tubo se instala 4 m por encima de éstos.
- (11) La altura total es 1,039 m con los espejos en posición horizontal, mientras que girados 90° la altura se incrementa hasta 1,414 m.
- (12) El modelo SPT de Koluacik cuenta con una amplia gama de módulos de diferentes tamaños y potencias: SPT-0312, SPT-0324, SPT-0424, SPT-0524, SPT-0536. Así, se diferencian entre las características específicas de cada variante del modelo SPT, identificando entre paréntesis la versión específica del modelo a la que pertenece, normalmente a través de su potencia, o en su caso a través de la anchura del espejo). El propio fabricante utiliza la potencia para la designación de cada modelo concreto.
- (13) Los reflectores primarios se sitúan 2,391 m sobre el nivel del suelo, y el tubo se instala 7,061 m por encima de éstos.
- (14) Los reflectores primarios se sitúan entre 0,75 m y 1,05 m sobre el nivel del suelo, y el tubo se instala 7,4 m por encima de éstos.
- (15) Los concentradores tipo Fresnel no utilizan espejos parabólicos continuos, sino que sustituyen éstos por bandas paralelas de espejos planos o ligeramente curvados, denominados facetas, que imitan el efecto concentrador de la parábola sobre el foco. Los errores de precisión de los rayos reflejados sobre el receptor se deben, por tanto, a errores de orientación de las facetas, imperfecciones en sus superficies y curvaturas e inexactitudes en la instalación del módulo y el montaje de las facetas. En el caso del módulo Fresnel de SPG, todos estos defectos provocan desviaciones de hasta 5 mrad en los rayos reflejados por las bandas de espejos primarios.
- (16) Los reflectores primarios se sitúan 0,5 m sobre el nivel del suelo, y el tubo se instala 4,5 m por encima de éstos.
- (17) El colector SopoNova tiene una altura máxima de 2 m, colocado el espejo en su posición de máxima inclinación, cercana a la vertical. Si el espejo CCP se mantiene horizontal, la altura del concentrador es 1,2 m.
- (18) El módulo CHAPS doméstico se compone de una plataforma giratoria sobre la que se asientan dos espejos de canal cilindro-parabólico paralelos (configuración 2x1), cada uno de 1,2 m de anchura.

Tabla 9.4. Parámetros geométricos receptor

Fabricante y modelo	Diámetro externo del tubo receptor d (mm)	Grosor del tubo absorbente (mm)	Área de superficie receptora absorbente (m <sup>2</sup> )	Diámetro externo cubierta cilíndrica del tubo absorbente (mm)	Espesor cubierta cilíndrica del tubo absorbente (mm) <sup>(2)</sup>	Longitud focal (m)	Ángulo de aceptación (°)
Aalborg CSP, N.D.	70	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Abengoa, PT-1	29,1 - 51	N.D.	0,274	N.D.	N.D.	0,8	2,41
Abengoa, RMT	25,4	N.D.	N.D.	51	2	N.D.	N.D.
Abengoa, PT-2	70	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,7	N.D.
Absolicon, T10	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Absolicon, MT10	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Absolicon, X10 PVT	110	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Acurex Solar, Acurex 3001	51	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
AIRA termosolar, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Airlight Energy, N.D.	0,45 (sección de ida), 0,4 (sección de vuelta) <sup>(1)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	3,5	N.D.
Albisa Solar, AT 150	70	2	N.D.	121	3	1,71	N.D.
Alcoa, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,7	N.D.
Alpha-E, AT 350	51 - 100 (óptimo 70)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Alpha-E, AT 800	55 - 100 (óptimo 70)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
AM-Brain GmbH, K125	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Archimede Solar Energy, HCESH	70	3 mm	N.D.	125	3	N.D.	N.D.
Areva Solar, N.D.	< 250	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Arontis Solar Solutions, Solar8	34 - 60	N.D.	N.D.	Sin carcasa	Sin carcasa	N.D.	N.D.

<b>BBEnergy, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>BROAD Air Conditioning Co. Ltd, N.D.</b>	38	2,2	0,34	100	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Button Energy y AEE INTEC, PARASOL One</b>	8 (prototipo 1), 12 (prototipo 2)	2	N.D.	25	1,2 {4}	0,1	1,34
<b>Chromasun, MCT</b>	16	N.D.	0,3	Sin carcasa {N.D.}	Sin carcasa {N.D.}	0,32	3
<b>Ciemat, FASOL</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,7	N.D.
<b>Ciemat, Composites y Sol; CAPSOL</b>	≈ 19	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>CNIM, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, T14</b>	Receptor fotovoltaico rectangular: 2440x220. Receptor térmico: N.D.	N.D.	N.D.	Sin carcasa	Sin carcasa	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, SunBase 1.0</b>	Receptor fotovoltaico rectangular: 11240xN.D. Receptor térmico: 180	N.D.	3,18	Sin carcasa	Sin carcasa	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, SunDeck PVT 2.0</b>	Receptor fotovoltaico rectangular: 2520xN.D. Receptor térmico: 72,24 - 129,9	N.D.	0,517	Sin carcasa	Sin carcasa	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, SunDeck PVT 2.0</b>	Receptor fotovoltaico rectangular: 2520xN.D. Receptor térmico: 72,24 - 129,9	N.D.	0,517	Sin carcasa	Sin carcasa	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, SunDeck 1.0</b>	N.D.	N.D.	N.D.	Sin carcasa	Sin carcasa	N.D.	N.D.
<b>Consortio europeo, Eurotrough (ET-150)</b>	70	5	N.D.	120	3	1,71	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD, SDFC15</b>	47	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,2	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD, SDFC18</b>	58	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,2	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD, SDFC4</b>	100x100	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,2	N.D.
<b>Crale Energy Saving LTD, SIFC8</b>	> 70	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>CSIRO y ANU, N.D.</b>	40	N.D.	N.D.	50	N.D.	N.D.	N.D.
<b>DLR, Fix Focus Trough</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Dr. Vetter GmbH, Itcollect</b>	6 (tubo en U) <sup>(3)</sup>	0,5 (tubo en U), 0,2 (placa plana de soporte)	0,21	55,7	2,5	N.D.	N.D.
<b>Elianto, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>ENEA, N.D.</b>	70	N.D.	N.D.	125	N.D.	1,81	N.D.
<b>Erfis, Erfitrough</b>	70	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,7	N.D.
<b>Feranova, FRT-1C10 y FRT-1C20</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Ferasolar, FERA TH 100</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Focal Point Energy, FPE40 ó Energy Driver</b>	26	N.D.	0,421	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Fundación Bruno Kessler (FBK), Digespo</b>	10 - 12	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,2	N.D.
<b>GlassPoint Solar, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Glax Tech, ThermeX</b>	8,8	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Global CSP, MK II y III</b>	≈42	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Global CSP, MK 5</b>	42 <sup>(4)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Gossamer, 3M; LAT 73</b>	70	N.D.	N.D.	125	N.D.	2	1,432
<b>Helioclim, N.D.</b>	29,6	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Heliodynamics, HD7.c</b>	Receptor fotovoltaico rectangular: 270x4000. Receptor térmico: N.D.	N.D.	0,47 (receptor fotovoltaico), N.D. (receptor térmico)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Heliodynamics HD 10</b>	Receptor fotovoltaico rectangular: 216x6000. Receptor térmico: N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

<b>Heliodynamics HD 16</b>	Receptor fotovoltaico rectangular: 185x6000. Receptor térmico: N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Himin Solar, Solar Cooker</b>	120	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Hitachi Zosen Corporation, HSLPF</b>	90	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	2,6	N.D.
<b>Huayuan New Energy, HY-Trough-3</b>	20; 40; 70	N.D.	N.D.	70 (d <sub>tubo</sub> = 40 mm), 100 (d <sub>tubo</sub> = 20 mm), 125 (d <sub>tubo</sub> = 70 mm).	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Huayuan New Energy, HY-Trough-6</b>	40; 70	N.D.	N.D.	70 (d <sub>tubo</sub> = 40 mm), 125 (d <sub>tubo</sub> = 70 mm).	N.D.	N.D.	N.D.
<b>IMK, CSP- Trough</b>	70	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Industrial Solar Technology Corporation, IST PT1</b>	40 - 50,8	N.D.	N.D.	75	N.D.	0,76	N.D.
<b>Industrial Solar thermal solutions GmbH, LF-11</b>	70	2	N.D.	125	N.D.	4	N.D.
<b>INERSUR, N.D.</b>	15 <sup>(5)</sup>	N.D.	N.D.	Sin carcasa	Sin carcasa	4	N.D.
<b>Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), N.D.</b>	26,7	3,912	N.D.	55,7	N.D.	0,78	N.D.
<b>Inventive Power, Power Trough 110</b>	33,4	N.D.	0,315	44	N.D.	0,341	N.D.
<b>KGDS Renewable Energy Private Limited, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Koluacik Research &amp; Development, SPT</b>	50	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,3 (3,6 kW y 7,2 kW); 1,5 (9,6 kW); 2 (12 kW y 18 kW) <sup>(6)</sup>	N.D.
<b>LiteTrough, Gen6</b>	N.D.	N.D.	0,091	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS CCP</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS-35</b>	N.D.	N.D.	0,035	N.D.	No tiene	N.D.	N.D.
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS-140</b>	N.D.	N.D.	0,14	N.D.	No tiene	7,061	N.D.
<b>Millennium Energy Systems, Milenio</b>	34	1,5	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Millionsun Energy, CSPT-L</b>	40 - 54	3	0,126	70	2	0,21	N.D.
<b>Millionsun Energy, CSPT-H</b>	54	3	N.D.	84	2	0,69	N.D.
<b>Mithras, Lumen 2.3</b>	34	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,57	N.D.
<b>Mithras, Lumen 8.4</b>	70	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,725	N.D.
<b>Mulk Enpar, N.D. (CCP)</b>	70	N.D.	N.D.	125	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Mulk Enpar, N.D. (Fresnel)</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Nep Solar AG, PolyTrough 1200 y 1200B</b>	28	1,3	N.D.	56	N.D.	0,65	1,85
<b>Nep Solar AG, PolyTrough 1800</b>	34	1,5	1,09	56	2,5	0,65	N.D.
<b>Nep Solar AG, Polytrough 1800 (certificado SPF)</b>	34	1,5	1,079	56	2,5	N.D.	N.D.
<b>Novatec Solar, DMS</b>	< 153	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	7,4	N.D.
<b>Novatec Solar, Supernova</b>	< 153	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	7,4	N.D.
<b>Novatec Solar, Nova-1</b>	< 153	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	7,4	N.D.
<b>PerSolar, TLC-1000</b>	28	N.D.	0,09	Sin carcasa	Sin carcasa	N.D.	N.D.
<b>PerSolar, TLC-24K</b>	50,8	N.D.	0,479	Sin carcasa	Sin carcasa	N.D.	N.D.



Protarget, N.D.	42	2	1,58	100	2,5	0,75	N.D.
Pyron Solar, Power Reef	No tiene	No tiene	N.D.	Sin carcasa	Sin carcasa	N.D.	N.D.
Rackam, S10	31,8	N.D.	0,151	N.D.	N.D.	0,5	N.D.
Rackam, S20	25,7	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,8	N.D.
Ronda High Tech, RHT 2500 Trough	70	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,81	N.D.
Royal Tech CSP, Royal Trough	70	N.D.	N.D.	125	N.D.	N.D.	N.D.
SBP GmbH, Ultimate Trough	70 (PTR70); 90 (PTR90)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SENER, Senertrough	70	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,7	N.D.
SHAP, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SIJ, DLR, Solitem y Alanod; PTC 1000	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,205	N.D.
SkyFuel, Skytrough	80	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SkyFuel, SkyTroughDSP	70; 80; 90	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SLT Energy LTD, SOL Yatna CSP	70	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,6	N.D.
Smirro, N.D.	35	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solar Euromed, LFR 500	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SPG (Solarmundo) y MAN, Fresdemo	180	N.D.	N.D.	Sin carcasa	Sin carcasa	8,25	56
Solargenix, Power Roof	42	N.D.	N.D.	150	N.D.	N.D.	N.D.
Solargenix, SGX-1	70	N.D.	0,56 <sup>(7)</sup>	125	N.D.	1,8	N.D.
Solarlite, SL 2300	12	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,8	N.D.
Solarlite, SL 4600	70	2,5	N.D.	N.D.	N.D.	1,2	N.D.
Solarmirrotec, SMT-8	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solarmirrotec, SMT-70	70	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SolarXEnergy (Matalon Energy LLC.), Solar X164 o mat164	34,8	N.D.	0,807	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solel Solar Systems LTD, IND 300	22	N.D.	N.D.	N.D.	4	0,2718	N.D.
Solel Solar Systems LTD, LS-1	42	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,68	1,918
Solel Solar Systems LTD, LS-2	70	2	N.D.	115	3	1,49	1,59
Solel Solar Systems LTD, LS-3	70	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,71	1,37
Solitem, PTC 1100	27,5	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,2	N.D.
Solitem, PTC 1800	38	1,25	N.D.	65	2,2	0,78	2,09
Solitem, PTC 3000	46	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solitem, PTC 4000	50	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Soltigua, PTMx (PTM 18, PTM 24, PTM 30, PTM 36)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	≈ 0,65 - 0,7	N.D.
Soltigua, FTM (FTM18, FTM24, FTM30, FTM36)	38,9	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	≈ 4,5	N.D.
Soltigua, FLT (FLT10v-24, FLT10v-36, FLT10v-48, FLT10v-60, FLT10v-72)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Sopogy, SopoFlare	23,4	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,208	N.D.
Sopogy, SopoNova	25	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,305	N.D.
Sopogy, SopoHelios	32	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,406	N.D.
Sopogy, SopoTitan	48	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	0,914	N.D.
SRB Energy, UHV	3400x621 (receptor térmico plano)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SunOyster Systems GmbH, N.D.	40 - 50	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Suntrak Synergy, N.D.	70	N.D.	N.D.	125	N.D.	1,71	N.D.

Suntrak Synergy, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Tecnología Solar Concentradora (TSC) S.L., CCStar	65	N.D.	0,388/tubo	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Termopower, TCP 150	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,71	N.D.
Termopower, TCP 200	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Thermax India, SolPac P60	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Trivelli Energy Ltd, SolarWing EVO	22 - 33,4	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
TSk Flagsol, Skal-ET	70	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,71	N.D.
TSk Flagsol, HelioTrough	89	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,71	N.D.
Ultra Conserve Pvt, OptiTrough 300	25	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Univ. de Florencia, SALTO 1	42,4	2	N.D.	80	2,5	N.D.	N.D.
Univ. de Florencia, SALTO 2	42,4	2	N.D.	60	2,5	N.D.	N.D.
Univ. Nacional de Australia, CHAPS doméstico	Receptor fotovoltaico rectangular: 1600x40. Receptor térmico: ≈50	N.D.	0,128 (receptor fotovoltaico); 0,16 (receptor térmico)	Sin carcasa	Sin carcasa	≈0,55	N.D.
Univ. Nacional de Australia (ANU), CHAPS largo	Receptor fotovoltaico rectangular: 1500x40. Receptor térmico: ≈50	N.D.	0,06 (receptor fotovoltaico); 0,075 (receptor térmico)	Sin carcasa	Sin carcasa	0,85	N.D.
Vicot Air conditioning, N.D.	42	2	0,134	102	2,8	0,85	N.D.
Whitestar Energy, W11-C	N.D.	N.D.	0,134	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

Notas:

- (1) El concentrador solar Airlight Energy monta un diseño de receptor lineal de tubo en U. En la sección de ida, por la que circula aire caliente, el diámetro de la sección de tubo es mayor que en el tubo de vuelta con aire frío.
- (2) En caso de incluir carcasa plana, su espesor se incluye entre llaves.
- (3) El receptor térmico se compone de un tubo en U sobre una placa rectangular de soporte, de anchura ≈45-50 mm y longitud la del módulo en el que va instalado.
- (4) El concentrador solar Mark 5, o MK 5, consta de varias versiones comerciales de anchura comprendida entre 1 m y 4 m. El tubo receptor de diámetro 42 mm está referido a la versión de 1,8 m de anchura.
- (5) El módulo Fresnel de Inersur monta un cofre con receptor multitubo de 8 tubos paralelos. El valor que muestra la tabla corresponde al diámetro de cada uno de ellos.
- (6) El modelo SPT de Koluacik cuenta con una amplia gama de módulos de diferentes tamaños y potencias: SPT-0312, SPT-0324, SPT-0424, SPT-0524, SPT-0536.
- (7) Área receptora proyectada.

## 9.3 Componentes

### 9.3.1 Espejos

Tabla 9.5. Tabla complementaria espejos

Fabricante	Grosor capa reflectante espejos primarios (mm)	Grosor de la capa soporte del espejo (mm)	Peso espejos (kg/m <sup>2</sup> )	Proveedor y producto	Sistema de limpieza
Abengoa, PT-1	N.D.	N.D.	N.D.	3M Solar Mirror Film 1100	N.D. Campo solar operativo al 96% durante operaciones de limpieza y mantenimiento
Abengoa, RMT	N.D.	N.D.	N.D.	3M Solar Mirror Film 1100	N.D.
AIRA termosolar, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Sistema de limpieza robotizado
Airlight Energy, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Frecuencia semanal. Gasto agua: 50 m <sup>3</sup> /año. Sistema de recuperación y reutilización del agua, excepto las pérdidas

					por evaporación.
Albiosa Solar, AT 150	N.D.	N.D.	N.D.	Flabeg	N.D.
Alcoa, N.D.	2,5	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Alpha-E AT 350	N.D.	N.D.	5	3M Solar Mirror Film 1100	N.D.
Alpha-E AT 800	N.D.	N.D.	5	Reflectech PLUS ó 3M Solar Mirror Film 1100	N.D.
Button Energy y AEE INTEC, PARASOL	N.D.	N.D.	N.D.	Alanod MIRO	N.D.
Chromasun, MCT	N.D.	No	N.D.	N.D.	Limpieza manual de la cubierta acristalada del colector
Ciemat, CAPSOL	0,5	N.D.	N.D.	Alanod MiroSun	N.D.
CNIM, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Sistema de limpieza 100% automatizado. Robots de sección rectangular coincidentes con el ancho de la faceta eliminan el polvo recorriendo las filas de extremo a extremo.
Cogenra, SunDeck, PVT 2.0	N.D.	N.D.	3,4	N.D.	N.D.
Consorcio europeo, Eurotrough ET 150 (Skal-ET 150)	3,8 (vidrio)	No	N.D.	Flabeg	N.D.
CSIRO (estructura CCP), ANU (espejos); N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Dr. Vetter GmbH, Itcollect	N.D.	N.D.	N.D.	Alanod MIRO Silver XT	N.D.
ENEA, N.D.	0,85 (vidrio + película de Ag)	Panel tipo sándwich: 1 (cubierta superior) + 25 (nido de abeja) + 1 (cubierta inferior)	N.D.	Ronda Reflex	N.D.
Erfis, Erfitrough	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Fundación Bruno Kessler, Digespo	0,75 (vidrio)	0,95 (aluminio)	N.D.	ELMA	N.D.
GlassPoint Solar, N.D.	N.D.	No	Espejo + estructura de refuerzo: 4,2. Cubierta acristalada: 12	N.D.	Sistema de limpieza diario automático del techo de la nave industrial. Elimina la suciedad al 90%. Sistema de reciclado del agua.
Glax Tech, ThermeX	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Sistema de limpieza patentado CleanSun
Gossamer, 3M; LAT 73	0,117	N.D.	N.D.	3M Solar Mirror Film 1100	Sistema de limpieza con agua desionizada.
IMK, CSP- Trough	2 (vidrio)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Industrial Solar Technology, IST PT1	0,5	No	N.D.	ALANOD Miro 2+	N.D.
Industrial Solar thermal solutions, LF-11	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Sistema de limpieza automática con un gasto reducido de agua.
INERSUR, N.D.	N.D.	No	N.D.	N.D.	No dispone en la actualidad de un sistema de limpieza específico.
Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), N.D.	0,5	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Koluacik Research & Development, SPT	N.D.	N.D.	18-28,33	N.D.	N.D.
Millionsun Energy, CSPT-L	4	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Millionsun Energy, CSPT-H	4	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Mithras, Lumen 8.4	2,1 (vidrio + película Ag)	1,5	N.D.	N.D.	N.D.
Mulk Enpar, N.D. (CCP)	3	N.D.	3	Alubond ASCM	Limpieza mediante camión cisterna. Sistema de recuperación y reutilización del 80% del agua empleada. Gasto de agua en el proceso de limpieza de los espejos: 45 - 55 l/MW <sub>e</sub>
Nep Solar AG, PolyTrough 1200	N.D.	N.D.	N.D.	Alanod MIRO	N.D.
Nep Solar AG, PolyTrough 1800	N.D.	16	N.D.	Alanod MIRO	N.D.
Novatec Solar; DMS, Supernova, Nova-1	3 (vidrio)	N.D.	N.D.	N.D.	Sistema de limpieza automatizado. Robots recorren las filas limpiando las facetas.
Protarget, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Lavado a presión cada 2 - 4 semanas, ≈20 lavados/año. La

					frecuencia depende de las características propias de la localización.
Rackam, S10 y S20	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Manual
Ronda High Tech, RHT 2500 Trough	1 (vidrio + película Ag)	N.D.	8,285	N.D.	N.D.
Royal Tech CSP, Royal Trough	4-5 (vidrio)	N.D.	N.D.	Flabeg RP3	N.D.
SBP, Ultimate Trough	N.D.	N.D.	N.D.	Flabeg	N.D.
SENER, Senertrough	N.D.	N.D.	N.D.	Flabeg	N.D.
SIJ, DLR, Solitem, Alanod; PTC 1000	N.D.	N.D.	N.D.	Alanod 4200 GP Miro-Silver 2	N.D.
SkyFuel, SkyTrough y SkyTroughDSP	0,1	N.D.	N.D.	ReflecTech PLUS Film	Lavado a presión y con cepillo con agua desmineralizada
Solargenix, Power Roof	1,26	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solargenix, SGX-1	N.D.	N.D.	10-12	N.D.	N.D.
Solarlite, SL 2300	N.D.	N.D.	2	N.D.	N.D.
Solarlite, SL 4600	0,95 (vidrio + revestimiento)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solarmirrortec, SMT-8	2 (vidrio)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solarmirrortec, SMT-70	2 (vidrio)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solel Solar Systems, IND 300	N.D.	No	N.D.	N.D.	Sistema de limpieza automático de la cubierta plana de vidrio por rociado de agua.
Solel Solar Systems, LS-2	N.D.	N.D.	6,05	N.D.	N.D.
Solel Solar Systems, LS-3	N.D.	N.D.	N.D.	Flabeg	N.D.
Solitem, PTC 1100	0,5	N.D.	N.D.	Alanod Miro Sun	N.D.
Solitem; PTC 1800, PTC 3000 y PTC 4000	0,5	0,8	N.D.	Alanod MIRO	N.D.
Sopogy; SopoFlare y SopoTitan	N.D.	N.D.	N.D.	Alanod MIRO Silver	N.D.
Sopogy; SopoNova y SopoHelios	N.D.	N.D.	N.D.	Alanod MIRO	N.D.
SunOyster, SunOyster 16	0,95	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Suntrak Synergy, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Saint-Gobain SGGMiralite Solar Premium	N.D.
Tecnología Solar Concentradora, CCStar	0,5	0,7 (acero) + N.D. (poliuretano)	N.D.	N.D.	N.D.
Termopower; TCP 150, TCP 200	N.D.	N.D.	N.D.	Flabeg RP3	N.D.
Tsk Flagsol, HelioTrough	4-5 (vidrio)	4-5	N.D.	Flabeg RP4	N.D.
Universidad de Florencia, SALTO 1, SALTO 2	N.D.	N.D.	N.D.	Almecco Vega WR 193	N.D.
Universidad Nacional de Australia, CHAPS doméstico y largo	1 (vidrio) + 0,8 (plata)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

### 9.3.2 Receptor

Tabla 9.6. Diseño del receptor

Fabricante, producto	Diseño del receptor
Aalborg CSP, N.D.	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
Abengoa; PT-1 y RMT	Tubo no evacuado con recubrimiento selectivo y semi-sellado con cubierta cilíndrica de vidrio. En algunos casos se opta por tubos evacuados.
Abengoa, PT-2	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
Absolicon, T10	N.D.
Absolicon, MT10	N.D.
Absolicon, X10 PVT	Receptor lineal central híbrido de sección triangular, compuesto por una banda de células fotovoltaicas situada en la parte delantera, y un receptor térmico (tubo

	absorbente) con recubrimiento selectivo detrás.
<b>Acurex, Acurex 3001</b>	N.D.
<b>AIRA termosolar, N.D.</b>	Cavidad receptora monotubo cerrada en forma de trapecio isósceles. Tubo absorbente en posición central y espejos secundarios laterales aislados térmicamente del exterior. Cubierta metálica en laterales y en la parte superior.
<b>Airlight Energy, N.D.</b>	Diseño complejo formado por cavidades receptoras y el tubo receptor. Incorpora reflectores secundarios recubiertos de aluminio y refrigerados por agua a la entrada de las cavidades para concentrar la radiación, con capa externa de cristal con recubrimiento AR para evitar pérdidas convectivas fundamentalmente. Las cavidades receptoras son cilindros de gran diámetro donde se concentra la radiación solar. Forma un intercambiador indirecto con tubos helicoidales enrollados a lo largo de su superficie lateral, transmitiendo calor al aire que circula por éstos, que a continuación pasa al tubo receptor situado en el foco del concentrador. Éste es un tubo en U ( <i>run-back pipe</i> ), de tal forma que en el recorrido de vuelta conecta de nuevo con el lado frío del intercambiador de calor. El aislamiento respecto del exterior se compone de varias capas de distintos materiales: espuma de PU <sup>(1)</sup> , Al (9 escudos de radiación de espesor 18 mm cada uno) y aislamiento térmico microporoso Microtherm. La capa inferior del módulo está cubierta por una capa de aislante lana de roca (Rockwool).
<b>Albiasa Solar, AT 150</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Alcoa, N.D.</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Alpha-E, AT 350</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Alpha-E, AT 800</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Alsolen Alcen, N.D.</b>	Cavidad receptora de sección trapezoidal. Tubo receptor centrado y espejos secundarios laterales planos o ligeramente curvados. Cubierta plana transparente inferior.
<b>AM-Brain, K125</b>	Cavidad receptora sin reflectores secundarios
<b>Archimede Solar Energy, N.D.</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Areva Solar, N.D.</b>	Cavidad receptora trapezoidal multitubo sin espejos concentradores secundarios, con aislamiento térmico por las paredes laterales y tras la línea de tubos absorbentes, y cerrada en su parte inferior por una cubierta plana de cristal.
<b>Arontis Solar Solutions, Solar8</b>	Perfil hueco de aluminio en posición central, el cual constituye el receptor térmico, y células fotovoltaicas a ambos lados del perfil. Por el interior del perfil fluye el agua que refrigera las células fotovoltaicas.
<b>BBEnergy, N.D.</b>	Cavidad receptora rectangular de tubo único centrado. Cubierta plana transparente en la zona inferior del cofre.
<b>BROAD Air Conditioning, N.D.</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Button Energy, PARASOL</b>	Prototipo 1: tubo aislado por cubierta de cristal no evacuado. Sin recubrimiento selectivo, solo pintura solar (barniz solar). Receptor estático. Prototipo 2: receptor fijo y evacuado. Recubrimiento selectivo Poligrat. Cobertura cilíndrica del tubo de bajo contenido en Fe
<b>Chromasun, MCT</b>	Receptor lineal estacionario sin soldaduras (ASTM A213), aislado no evacuado. Cavidad receptora formada por tubo en forma de U y reflectores secundarios. Éstos son espejos CCP de Al, alojados en el interior de un perfil extruido de Al, que rodea al tubo absorbente. Tanto el cofre como las filas de facetas están aislados del exterior mediante una cubierta tipo caja acristalada de bajo contenido en Fe.
<b>Ciemat, FASOL</b>	Tubo absorbente móvil aislado y evacuado con recubrimiento selectivo y cobertura de vidrio concéntrica AR <sup>(1)</sup> .
<b>Ciemat, CAPSOL</b>	Tubo estacionario no evacuado, aislado por cubierta de vidrio y con recubrimiento selectivo
<b>CNIM, N.D.</b>	Diseño cavidad receptora semicircular: tubo receptor en posición central, reflectores secundarios CPC, aislamiento térmico tras los espejos secundarios, revestimiento metálico en el exterior (parte superior y laterales) y placa plana de vidrio por la parte inferior. Segmentos de tubo absorbente se unen mediante soldadura orbital.
<b>Cogenra; T14, SunBase 1.0, SunDeck 1.0, SunDeck PVT 2.0</b>	Cavidad receptora o "cofre" híbrida. La parte frontal la ocupan las Células fotovoltaicas de silicio cristalino alojadas en una bandeja de aluminio extruido en la parte frontal. Detrás, tubo receptor térmico formando un intercambiador de calor indirecto, refrigerando las células. Recubrimiento metálico a lo largo de todo el cofre.
<b>Consortio europeo, Eurotrough (Skal-ET 150)</b>	Tubo móvil aislado y evacuado con recubrimiento selectivo (Solel UVAC u otros).
<b>Crale Energy Saving; SDFC15, SDFC18, SDFC4, SIFC8</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>CSIRO, ANU; N.D.</b>	Tubo móvil aislado, no evacuado, sin recubrimiento selectivo
<b>DLR, Fix Focus Trough</b>	Diseño de la cavidad receptora: tubo receptor metálico no evacuado, sin cubierta cilíndrica de cristal, con espejos secundarios a cada lado del tubo. Aislamiento térmico y recubrimiento de Al tras los espejos. Placa plana de vidrio cierra la parte inferior del cofre.
<b>Dr. Vetter, Itcollect</b>	Tubo en U estacionario y de vacío montado sobre una placa de Cu.
<b>Elianto, N.D.</b>	Cavidad receptora rectangular abierta con diseño monotubo centralizado evacuado y espejos reflectores secundarios laterales tipo V. No hay constancia de aislamiento térmico tras los espejos.
<b>ENEA, N.D.</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo y cubierta de vidrio AR
<b>Entech Solar, SolarVolt</b>	Banda de células solares paralelas de silicio en cada foco de los sucesivos canales que conforman la caja sellada del colector. En configuración híbrida, líquido refrigerante circulante por canal trasero de ancho igual a la banda frontal.
<b>Erfis, Erfitrough</b>	Tubo móvil evacuado con recubrimiento selectivo (modelo)



<b>FBK, Digespo</b>	Tubo estacionario aislado y evacuado con soldadura vidrio-metal, resistente hasta 300 °C.
<b>Feranova, FRT-1C10 y FRT-1C20</b>	Cavidad receptora monotubo abierta. Tubo aislado y evacuado. Se desconoce si incorpora concentradores secundarios.
<b>Ferasolar, FERA TH 100</b>	Cavidad receptora trapezoidal abierta monotubo evacuado con espejos concentradores secundarios laterales y cubierta cilíndrica coaxial de vidrio alrededor del tubo receptor.
<b>Focal Point Energy, FPE40</b>	Tubo estacionario aislado (cobertura plana transparente que cierra la caja de construcciones) no evacuado. Se desconoce el recubrimiento selectivo.
<b>Focused Sun; Fourfold y Microgrid</b>	Cofre de sección rectangular. Banda frontal de células de Si y tubo/os tras el receptor fotovoltaico. Cubierta metálica lateral y trasera.
<b>Fresnex, N.D.</b>	Cofre de sección semicircular, de tubo único centrado y reflectores secundarios CPC laterales. Placa inferior transparente sella la cavidad
<b>GlassPoint Solar, N.D.</b>	Tubo atmosférico fijo con cubierta cilíndrica coaxial de vidrio
<b>Glax Tech, ThermeX</b>	Cavidad receptora trapezoidal monotubo central cerrada por placa plana inferior. Tubo no evacuado.
<b>Global CSP; MK II, MK III y MK 5</b>	Tubo absorbente móvil aislado, no evacuado, por una cubierta plana de vidrio y la caja en que va alojado. Tubo receptor sin carcasa coaxial cilíndrica, y sin recubrimiento selectivo
<b>Gossamer, 3M; LAT 73</b>	Tubo móvil aislado y evacuado con recubrimiento selectivo
<b>Helioclim, N.D.</b>	Tubo metálico estacionario aislado y evacuado con cobertura tubular externa de vidrio AR. Sellado vidrio-metal.
<b>Heliodynamics; HD7.c, HD 10, HD 16</b>	Diseño del cofre: cavidad receptora híbrida multitubo de Al recubierto en su parte interna por polímero termoestable. Haz centrado de tubos, tras las células fotovoltaicas situadas en la parte inferior del cofre e interconectadas por diodos de derivación ( <i>bypass</i> ).
<b>Himin Solar, Solar Cooker</b>	Tubo móvil de vacío, con recubrimiento selectivo
<b>Himin Solar, N.D. (Fresnel)</b>	Cavidad receptora trapezoidal, de tubo único centrado y espejos secundarios laterales. Tubos sin cubierta cilíndrica, placa plana transparente cierra el cofre en su parte inferior.
<b>Hitachi Zosen, HSLPF</b>	Tubo absorbente aislado y evacuado. No incorpora cavidad receptora ni reflectores secundarios
<b>Huayuan New Energy, HY-Trough-3</b>	Tubo móvil aislado y evacuado de varios diámetros posibles: 20 mm, 40 mm y 70 mm
<b>IMK, CSP- Trough</b>	Tubo receptor móvil aislado con tubo de cristal. Se desconoce si es evacuado o atmosférico.
<b>Industrial Solar Technology, IST PT1</b>	Tubo absorbente estacionario aislado y no evacuado, con recubrimiento selectivo. El tubo es estacionario, lo que posibilita la eliminación de juntas e incorporar latiguillos flexibles.
<b>Industrial Solar thermal Solutions, LF-11</b>	Cavidad receptora: tubo estacionario aislado y evacuado con recubrimiento selectivo y espejos secundarios CPC de Al pulido con aislamiento térmico tras ellos y una cubierta de Al alrededor del cofre.
<b>INERSUR, N.D.</b>	Cavidad receptora multitubo de Al con aislamiento de lana de roca. No tiene reflectores secundarios. Cierre plano de vidrio en la parte inferior del cofre. Tubos absorbentes de Cu soldados a lámina de Cu con tratamiento selectivo de TiO <sub>2</sub> .
<b>Instituto de Investigaciones Eléctricas, N.D.</b>	Tubo móvil no evacuado con cobertura de cristal cilíndrica y concéntrica con el tubo absorbente, sin recubrimiento selectivo.
<b>Inventive Power, Power Trough 110</b>	Tubo móvil aislado no evacuado, con recubrimiento selectivo estable en aire.
<b>KGDS, N.D.</b>	Cavidad receptora rectangular cerrada de tipo monotubo central, espejos secundarios laterales, aislamiento térmico tras éstos y cobertura metálica
<b>Koluacik, SPT</b>	Tubo absorbente móvil de acero cromado pintado de negro, aislado con tubo de cristal no evacuado.
<b>Lanzhou Dacheng, N.D. (CCP)</b>	Tubo móvil aislado y evacuado.
<b>Lanzhou Dacheng, N.D. (Fresnel)</b>	Cofre de sección trapezoidal o triangular, de tubo centrado y espejos secundarios laterales. Placa inferior transparente y cubierta metálica tras los espejos.
<b>LiteTrough, Gen6</b>	N.D.
<b>Menova Engineering; PS 1, PS 2X1, PS 1X2</b>	Tubo/s absorbente/es tras el receptor plano rectangular fotovoltaico formado por células solares dispuestas longitudinalmente en el foco del concentrador.
<b>Menova Engineering, PS-35 y PS-140</b>	El receptor está dividido en 2 cavidades, una a cada lado de la torre central, a las que enfocan respectivamente la serie de espejos de cada lateral. El receptor híbrido se compone de una cavidad, con células fotovoltaicas dispuestas perpendicularmente a la radiación incidente en la parte frontal de dicha cavidad y, tras ellas, un fluido térmico circula por un serpentín de Ti refrigerando éstas (intercambiador de calor indirecto). Espejos secundarios planos se disponen a la entrada del receptor contribuyendo a aumentar C <sub>g</sub> a su llegada a las células fotovoltaicas.
<b>Millennium Energy Systems, Milenio</b>	Cavidad receptora abierta en forma de trapecio isósceles, de tubo absorbente único aislado (cubierta cilíndrica coaxial) y evacuado, con reflectores secundarios y aislamiento térmico entre éstos y la cubierta trasera de la cavidad receptora.
<b>Millionsun Energy, CSPT-L</b>	Tubo estacionario aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Millionsun Energy, CSPT-H</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Mithras, Lumen 2.3</b>	Tubo metálico con recubrimiento selectivo, sin cubierta cilíndrica de cristal
<b>Mithras, Lumen 8.4</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Mulk Enpar, N.D. (CCP)</b>	Tubo absorbente fijo aislado y evacuado. Se prescinde así de rótulas para efectuar el giro del colector. El eje focal coincide con el eje de rotación, rotando así los espejos CCP en torno al tubo.

<b>Mulk Enpar, N.D. (Fresnel)</b>	Cavidad receptora rectangular y receptor multitubo
<b>Nep Solar, PolyTrough 1200 y 1800</b>	Tubo receptor fijo aislado y no evacuado, con recubrimiento selectivo. Admite variedad de modelos de tubos comerciales opcionales entre los que elegir. Incorpora una válvula de purga en el tubo para eliminar el aire atrapado dentro del mismo. Los segmentos de tubo de 2,5 m se unen mediante soldadura.
<b>Novatec Solar, DMS</b>	Tubo aislado y evacuado y espejos concentradores secundarios. La cavidad receptora está abierta por su parte inferior.
<b>Novatec Solar Supernova</b>	Tubo aislado y evacuado y espejos concentradores secundarios. La cavidad receptora está abierta por su parte inferior.
<b>Novatec Solar Nova-1</b>	Tubo absorbente no evacuado y reflectores secundarios CPC aislados térmicamente. La cavidad receptora está sellada por una placa plana de vidrio por su parte inferior, y por una capa aislante de 60 mm de lana de vidrio y una cubierta metálica por los laterales y la parte superior.
<b>PerSolar; TLC-1000</b>	Tubo absorbente aislado (sin cubierta cilíndrica transparente, placa plana de vidrio templado sella el concentrador CCP) no evacuado. Tubo estacionario.
<b>PerSolar, TLC-24K</b>	Tubo receptor estacionario aislado y evacuado.
<b>Protarget, N.D.</b>	Opción 1: tubo receptor aislado no evacuado con recubrimiento selectivo de Cr negro. Opción 2: tubo absorbente evacuado con recubrimiento selectivo Cermet para $T_{op}>300-350^{\circ}\text{C}$ .
<b>Pyron Solar, Power Reef</b>	Cavidad con lentes Fresnel en su parte frontal, región intermedia a modo de colector con espejos laterales planos y células solares en la parte trasera de la cavidad.
<b>Rackam; S10 y S20</b>	Tubo móvil aislado y evacuado con recubrimiento selectivo
<b>Ronda High Tech, RHT 2500</b>	Tubo móvil aislado y evacuado con recubrimiento selectivo
<b>Royal Tech CSP, Royal Trough</b>	Tubo móvil aislado y evacuado con recubrimiento selectivo
<b>SBP, Ultimate Trough</b>	Tubo Schott PTR 70, si el fluido térmico son sales fundidas, o Schott PTR90, si es aceite térmico. Tubo móvil aislado y evacuado con recubrimiento selectivo
<b>SENER, Senertrough</b>	Tubo móvil aislado y evacuado con recubrimiento selectivo
<b>SIJ,DLR,Solitem, Alanod; PTC 1000</b>	Tubo aislado y evacuado tipo <i>Sydney</i> , con cubierta AR. Los extremos del tubo absorbente son superficies reflectantes para evitar pérdidas en estas zonas.
<b>SkyFuel; SkyTrough y SkyTroughDSP</b>	Tubo móvil aislado y evacuado con recubrimiento selectivo.
<b>SLT Energy, SOL Yatna CSP</b>	Tubo móvil aislado y evacuado con recubrimiento selectivo
<b>Smirro, N.D.</b>	Tubo móvil aislado con recubrimiento selectivo. Se desconoce si es evacuado o atmosférico.
<b>Solar Euromed, LFR 500</b>	Cavidad receptora semicircular de tubo único no aislado o tubo simple, espejos secundarios CPC a ambos lados del tubo absorbente, aislamiento térmico tras los espejos y placa plana en la parte inferior de la cavidad receptora.
<b>Solar Power Group, Fresdemo</b>	Cavidad receptora semicilíndrica con tubo absorbente no aislado centrado y reflectores secundarios CPC de vidrio de primera superficie en los laterales. El tubo está montado sobre raíles, lo que permite su expansión térmica libremente. Aislamiento térmico tras los espejos CPC. Una cubierta metálica sella todo el cofre exceptuando la parte inferior, donde se coloca una placa plana de vidrio para reducir las pérdidas convectivas. La versión comercial de este colector Fresnel incluyó recubrimiento selectivo, no así el prototipo.
<b>Solargenix, Power Roof</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo. Incorpora en la región anular de vacío espejos reflectores secundarios tipo CPC con revestimiento de plata.
<b>Solargenix, SGX-1</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Solarlite, SL 2300</b>	Tubo móvil aislado no evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Solarlite, SL 4600</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Solarmirrortec, SMT-8</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Solarmirrortec, SMT-70</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>SolarXEnergy, Solar X164</b>	Tubo estacionario aislado con cobertura tubular de vidrio y evacuado.
<b>Solel Solar Systems, IND 300</b>	Tubo absorbente aislado y evacuado con tubo de cristal AR.
<b>Solel Solar Systems, LS-1</b>	Tubo evacuado y aislado con cubierta cilíndrica de vidrio
<b>Solel Solar Systems, LS-2</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo.
<b>Solel Solar Systems, LS-3</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo.
<b>Solitem; PTC 1100, PTC 1800, PTC 3000, PTC 4000</b>	Tubo móvil aislado no evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Soltigua, PTMx</b>	Tubo móvil aislado no evacuado, con recubrimiento selectivo. Las uniones entre segmentos de tubo son mecánicas, conexiones montables atornilladas. No hay, por tanto, soldaduras.
<b>Soltigua; FTM y FLT</b>	Cavidad receptora monotubo abierta de contorno de sección trapecio isósceles con el receptor térmico centrado y espejos secundarios laterales. El tubo absorbente tiene cubierta coaxial de vidrio. Una cubierta metálica rodea el cofre en los laterales y su parte superior.
<b>Sopogy; SopoFlare, SopoNova, SopoHelios</b>	Tubo absorbente estacionario aislado no evacuado y con recubrimiento selectivo. El espejo pivota alrededor del receptor lineal.
<b>Sopogy, SopoTitan</b>	Tubo móvil aislado no evacuado y con recubrimiento selectivo. El tubo es, en este caso, móvil, puesto que el eje del tubo no coincide con el eje de giro.
<b>SRB Energy, UHV</b>	Receptor plano de vacío. Dos cubiertas, una arriba y otra abajo, y un marco con una junta a cada extremo para sellar. El absorbente, que consta de una placa plana a



	modo de aleta y un tubo absorbente, se encuentra en el espacio interior entre las dos cubiertas, donde se ha practicado el vacío.
<b>SunOyster, SunOyster 16</b>	Dos configuraciones: 1) Receptor térmico: tubo absorbente móvil aislado y evacuado. 2) Receptor híbrido (PV, térmico). Cavity receptora aloja lente Fresnel sobre células fotovoltaicas, detrás el tubo absorbente, y en los laterales espejos secundarios planos. Cubierta trasera y lateral para aislar.
<b>Suntrak Synergy, N.D. (CCP grande)</b>	Tubo móvil aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Suntrak Synergy, N.D.(CCP pequeño)</b>	Tubo absorbente estacionario aislado. El espejo pivota alrededor del receptor lineal.
<b>TSC, CCStar</b>	Red de tubos evacuados
<b>Termopower, TCP 150 y TCP 200</b>	Tubo aislado y evacuado, con recubrimiento selectivo
<b>Thermax India, SolPac P60</b>	Tubo aislado no evacuado
<b>Trivelli Energy, SolarWing EVO</b>	Tubo estacionario aislado y evacuado con recubrimiento selectivo.
<b>Tsk Flagsol, HelioTrough</b>	Tubo móvil aislado y evacuado con recubrimiento selectivo
<b>Ultra Conserve, OptiTrough 300</b>	Tubo móvil aislado
<b>Univ. Florencia, SALTO 1 y 2</b>	Tubo absorbente móvil aislado con esmalte vítreo o de porcelana como recubrimiento selectivo sobre el metal que hace de sustrato. Se desconoce si es evacuado o atmosférico.
<b>Univ. Nacional de Australia, CHAPS (doméstico y largo)</b>	Células fotovoltaicas montadas sobre un perfil o bandeja extruido de Al unido a un tubo de Cu por el cual fluye el fluido térmico. Las células fotovoltaicas están encapsuladas en silicona y aisladas del exterior por una tapa de cristal bajo en Fe. La parte trasera y los laterales de la cavity receptora están aislados con lana de vidrio ( <i>glasswool</i> ) y rodeadas por una cubierta protectora de acero galvanizado. Uniones rígidas
<b>Vicot Air conditioning, N.D.</b>	Tubo móvil aislado y evacuado
<b>Whitestar Energy, W11-C</b>	Tubo estacionario aislado por cubierta plana de vidrio. Se desconoce si es evacuado o atmosférico.

Notas:

(1) Espuma de poliuretano (PU)

**Tabla 9.7. Materiales de fabricación y parámetros técnicos del receptor**

Fabricante, módulo	Materiales de fabricación en los componentes del receptor			Transmitancia cubierta acristalada del tubo absorbente $\tau$	Absortividad $\alpha$	Emisividad $\epsilon$	Proveedor y producto
	Tubo absorbente	Recubrimiento selectivo	Cubierta transparente del receptor				
Aalborg CSP, N.D.	N.D.	N.D.	Vidrio de borosilicato	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Abengoa; PT-1 y RMT	Acero	Níquel negro. Opcional: cromo negro en sustitución del recubrimiento de níquel.	Vidrio de borosilicato con película AR sol-gel <sup>(1)</sup>	0,95-0,96 (con capa Sol-gel), 0,91 (sin capa Sol-gel)	0,96-0,98 (Ni negro), 0,94 (Cr negro)	0,15-0,25 (80 °C)	N.D.
Abengoa, PT-2	N.D.	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Absolicon; T10, MT10 y X10 PVT	N.D.	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Acurex Solar, Acurex 3001	Metal	N.D.	Vidrio	N.D.	0,96	0,27	N.D.
AIRA termosolar N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Airlight Energy, N.D.	N.D.	N.D.	ETFE <sup>(2)</sup>	0,92	N.D.	0,07- 0,1	N.D.
Albiasa Solar, AT 150	Acero	N.D.	Vidrio de borosilicato con recubrimiento AR <sup>(1)</sup>	0,965	0,96	0,1 (400 °C)	Solel, UVAC
Alcoa, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Alpha-E AT 350	Acero inoxidable o aleación de Al	N.D.	Vidrio	N.D.	0,95	0,05 (300 °C); 0,07-0,08 (400 °C); 0,11	POLYCSP

						(500 °C)	
Alpha-E AT 800	N.D.	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
AM-Brain, K125	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Archimede Solar Energy	N.D.	Cermet	Vidrio AR <sup>(1)</sup>	0,966 (0,3-2,5 µm)	0,954 (0,3-2,5 µm)	0,073 (400 °C); 0,103 (550 °C)	Archimede Solar Energy, HEMS11
Areva Solar	N.D.	N.D.	No	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Arontis Solar Solutions, Solar8	Al (receptor térmico), Si monocristalino (células fotovoltaicas)	No	No	0,97 (cubierta plana)	N.D.	N.D.	N.D.
BBEnergy, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
BROAD Air Conditioning Co. Ltd	Acero inoxidable 304L o acero al carbono con capa externa de fibra de vidrio como aislante térmico de 0,06 m de espesor	Níquel negro	Vidrio de borosilicato (Pyrex)	N.D.	0,97	0,06	N.D.
Button Energy y AEE INTEC, PARASOL	Acero inoxidable	Prototipo 1: sin recubrimiento selectivo. Barniz solar. Prototipo 2: recubrimiento selectivo Poligrat	Vidrio templado de bajo contenido en Fe	0,769 (0,914 la cubierta plana y 0,836 la cubierta del tubo)	0,95 (pintura solar)	Prototipo 1: 0,91 (pintura solar); 0,065 (cubierta plana). Prototipo 2: 0,128 (Poligrat Co-blau); 0,065 (cubierta plana)	N.D.
ENEA	Acero inoxidable	Recubrimiento multicapa Cermet. Composición, desde el tubo hacia el exterior: capa metálica (Al) + Cermet + capa de material cerámico (capa AR <sup>(1)</sup> )	Cubierta de vidrio AR	0,97	0,945 - 0,96	0,08 (400 °C), 0,13 (580 °C)	Archimede Solar Energy (HEMS08) o Schott (PTR70)
Chromasun, MCT	Acero inoxidable AISI 304	Cromo negro	No	N.D.	N.D.	0,2 (70 °C); 0,24 (200 °C) <sup>(3)</sup>	N.D.
Ciemat, FASOL	Acero	Cermet	Vidrio AR <sup>(1)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Ciemat, CAPSOL	Acero inoxidable	Cromo negro	Vidrio con superficie AR <sup>(1) (4)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.	Energie Solaire
CNIM, N.D.	Metal	N.D.	No	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Cogenra; T14, SunBase 1.0, SunDeck1.0, SunDeck PVT 2.0	Si (células fotovoltaicas), acero inoxidable	No	No	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Consorcio europeo, Eurotrough ET 150 (Skal-ET 150)	Acero inoxidable (DIN 1.4541)	Cermet	Vidrio de borosilicato con tratamiento AR en las dos caras.	0,945- 0,96	0,94 - 0,97	0,04795 + 0,0002331·T(°C)	Solel UVAC, Schott PTR y otros.
Crale Energy Saving, SDFC15, SDFC18, SDFC4, SIFC8	N.D.	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
CSIRO, ANU; N.D.	Cu	Pintura solar	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
DLR, Fix Focus Trough	Metal	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Dr. Vetter, Itcollect	Cu	TiNO <sub>x</sub>	Vidrio	Cubierta externa: 0,90 (380 – 780 nm). Cubierta interna: 0,96 - 0,97.	0,95	0,05	NARVA Brand-Erbishof
Elianto, N.D.	N.D.	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Erfis, Erfitrough	Acero inoxidable	Cermet	Vidrio de borosilicato con recubrimiento	0,965	0,95	0,09 (380 °C) - 0,1	Schott PTR70

			AR <sup>(1)</sup>			(400 °C)	
Feranova, FRT-1C10 y FRT-1C20	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Ferasolar, FERA TH 100	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Focal Point Energy, FPE40	N.D.	N.D.	No tiene	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Fundación Bruno Kessler, Digespo	Acero inoxidable	Recubrimiento selectivo multicapa (desde el exterior hacia el interior): capa reflectante infrarroja (Au, Cr, Mo, Cu, Ag, Al, W), 2 capas de recubrimiento selectivo CerMet (SS-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , SS-AlN, W-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , Ni-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , Cr-Cr <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , Cu-CuO, Ni-NiOx o Mo-Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ) sobre el metal del tubo absorbente, capa AR de material dieléctrico transparente mediante deposición selectiva de partículas metálicas (Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> , AlN, SiO <sub>2</sub> , MgF <sub>2</sub> )	Vidrio de bajo contenido en Fe con revestimiento AR de nano-partículas de cal sodada.	0,96	0,96	0,09 (350 °C)	NARVA
GlassPoint Solar, N.D.	N.D.	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Glax Tech, ThermeX	Acero	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Global CSP, MK II y III	Acero	Pintura solar negra	No tiene	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Global CSP, MK 5	Acero	Pintura solar negra	No tiene	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Gossamer, 3M; LAT 73	Acero inoxidable	Cermet	Vidrio de borosilicato. Tratamiento AR en las dos caras del tubo de vidrio.	0,965	0,95	0,09 (380 °C) - 0,1 (400 °C)	Schott PTR70 y PTR90
Greenera Energy, SG1000	N.D.	Cr negro	Vidrio	N.D.	0,91 0,09 (100 °C)	0,09 (100 °C)	N.D.
Helioclim, N.D.	N.D.	N.D.	Vidrio con película AR por ambas caras	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Heliodynamics; HD7.c, HD 10, HD 16	Si monocristalino (receptor fotovoltaico), N.D. (receptor térmico)	N.D.	No tiene	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Himin Solar, Solar Cooker	Metal	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Himin Solar, N.D. (CCP)	Acero	N.D.	Vidrio de borosilicato. Tratamiento AR en ambas caras.	0,96	0,95 (AM 1,5)	0,11 (400 °C)	Himin-PTR2010, Himin-PTR2012
Himin Solar, N.D.(Fresnel)	N.D.	N.D. (recubrimiento estable en aire a T = 350 °C)	No tiene	No tiene cubierta cilíndrica	0,94 (AM 1,5)	0,08 (400 °C)	Himin
Huayuan New Energy, HY-Trough-3 y HY-Trough-6	Acero inoxidable	Cermet	Vidrio de borosilicato con tratamiento AR por las dos caras del tubo de vidrio.	0,965	0,95	0,09 (380 °C) - 0,1 (400 °C)	Schott PTR70 y otros
IMK, CSP- Trough	N.D.	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Industrial Solar Technology, IST PT1	Acero	Níquel negro	N.D.	0,96	0,97	0,18 (80 °C)	N.D.
Industrial Solar thermal solutions, LF-11	Acero inoxidable (DIN 1.4541)	Cermet	Vidrio de borosilicato. Tratamiento AR en las dos caras del tubo de vidrio	0,965	0,95	0,09 (380 °C) - 0,1 (400 °C)	SCHOTT PTR 70
INERSUR	Cu (receptor térmico), Al (cofre)	TiNO <sub>x</sub>	Vidrio	0,94	N.D.	N.D.	Diseño propio
IIE, N.D.	Acero al carbón	Pintura negra. Bajo pedido, recubrimiento selectivo Pyromark.	Vidrio de borosilicato (Pyrex)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Inventive Power, Power Trough 110	Acero inoxidable AISI 304	N.D.	Vidrio de borosilicato	N.D.	0,87	0,23	N.D.
KGDS, N.D.	N.D.	N.D.	No tiene	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Koluacik Research & Development, SPT	Acero cromado	Pintura negra	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Menova Engineering; PS 1, PS 2X1, PS 1X2	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

Menova Engineering Inc/Power-Spar; PS-35, PS-140	Si (células fotovoltaicas), Ti (serpentín)	N.D.	No tiene	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Millennium Energy Systems, Milenio	N.D.	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Millionsun Energy; CSPT-L, CSPT-H	Acero inoxidable (AISI 316L o 304L)	Cermet	Vidrio de borosilicato	N.D.	0,92 (CSPT-L); 0,95 (CSPT-H)	≤ 0,08 (≤ 200 °C)	N.D.
Mithras, Lumen 8.4	Acero inoxidable	Cermet	Vidrio de borosilicato. Tratamiento AR: en las dos caras del tubo de vidrio	0,965	0,95	0,09 (380 °C) - 0,1 (400 °C)	Schott PTR70
Mulk Enpar, N.D. (CCP)	Acero inoxidable	Cermet	N.D.	0,965	0,95	0,09 (380 °C) - 0,1 (400 °C)	Schott PTR70
Nep Solar, PolyTrough 1200	Acero inoxidable (AISI 304L)	Cromo negro	Vidrio de borosilicato	0,89	0,94	0,18 (400 °C)	N.D.
Nep Solar, PolyTrough 1800	Acero inoxidable (AISI 304L)	Cromo negro	Vidrio de borosilicato	0,89 (cubierta del tubo); 0,846 (tubo absorbente)	0,846 (acero tubo); 0,95 (capa selectivo)	N.D.	N.D.
Novatec Solar, DMS	N.D.	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Novatec Solar, Supernova	N.D.	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Novatec Solar, Nova-1	N.D.	N.D.	No tiene. En su lugar, incorpora una placa plana de vidrio en la parte inferior del cofre.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
PerSolar, TLC-1000	N.D.	N.D.	No tiene. En su lugar placa plana de vidrio templado.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
PerSolar, TLC-24K	N.D.	N.D.	No tiene. En su lugar placa plana de vidrio templado.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Protarget, N.D.	Acero inoxidable	Cr negro (tubo no evacuado), Cermet (tubo evacuado)	Vidrio de borosilicato. Implantación de película AR en nuevos diseños.	N.D.	0,95	0,1 (300 °C)	Diseño propio (tubo no evacuado), proveedor (tubo evacuado)
Pyron Solar, Power Reef	Vidrio acrílico (lentes Fresnel), Si (células fotovoltaicas)	No tiene	No tiene	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Rackam; S10 y S20	N.D.	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Ronda High Tech, RHT 2500 Trough	N.D.	N.D.	Vidrio AR	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Royal Tech CSP, Royal Trough	Acero inoxidable	Cermet	Vidrio	> 0,96 (con recubrimiento AR)	0,952 - 0,96	0,109 (300 °C), 0,131 (400 °C)	Royal Tech RTUVR-2014
SBP, Ultimate Trough	Acero inoxidable	Cermet	Vidrio de borosilicato. Tratamiento AR en las dos caras de la cubierta de vidrio	0,965	0,95	0,09 (380 °C) - 0,1 (400 °C)	Schott PTR 70
SENER, Senertrough	Acero inoxidable	Cermet	Vidrio de borosilicato con tratamiento AR.	0,965	0,95	0,09 (380 °C) - 0,1 (400 °C)	Schott PTR 70 y PTR90
SIJ,DLR,Solitem, Alanod; PTC 1000	Acero inoxidable	AIN	Vidrio AR	N.D.	N.D.	N.D.	Linuo Ritter International (tubo) y Flabeg (cubierta)
SkyFuel; SkyTrough y SkyTroughDSP	Acero inoxidable.	Cermet	Vidrio de borosilicato con tratamiento AR.	0,965	0,95	0,09 (380 °C) - 0,1 (400 °C)	Schott PTR 80 (SkyTrough);

							Schott PTR 70, 80 y 90 (SkyTroughDSP)
SLT Energy LTD, SOL Yatna CSP	Acero inoxidable.	N.D.	Vidrio de borosilicato	N.D.	0,96	0,12 (400 °C)	N.D.
Smirro, N.D.	Acero inoxidable	N.D.	Vidrio	N.D.	0,87	N.D.	N.D.
Solar Euromed, LFR 500	Acero	N.D.	No tiene. En su lugar, incorpora una placa plana de vidrio en la parte inferior del cofre.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solar Power Group, Fresdemo	N.D.	Recubrimiento selectivo no disponible mediante pulverización catódica.	No tiene. En su lugar, incorpora una placa plana de vidrio en la parte inferior del cofre.	0,95	0,93-0,94	0,05 (baja T <sub>op</sub> ) - 0,17 (450 °C)	N.D.
Solargenix, Power Roof	Acero inoxidable	Cermet	Vidrio de borosilicato con tratamiento AR.	N.D.	0,96	0,1	Solel UVAC
Solargenix, SGX-1	Acero inoxidable (DIN 1.4541)	Cermet	Vidrio de borosilicato con tratamiento AR.	0,965	0,95	0,09 (380 °C) - 0,1 (400 °C)	Schott PTR 70
Solarlite, SL 2300	Acero	Cr negro	Vidrio	N.D.	N.D.	≈ 0,14 (400 °C)	N.D.
Solarlite, SL 4600	Acero	Cermet	Vidrio	0,965	0,95	0,09 (380 °C) - 0,1 (400 °C)	Schott PTR 70
Solarmirrortec, SMT-8	N.D.	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solarmirrortec, SMT-70	N.D.	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SolarXEnergy, Solar X164	Metal	N.D.	Vidrio bajo en Fe	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solel, IND 300	Acero inoxidable	N.D.	Vidrio de borosilicato con tratamiento AR	0,965	0,96	0,07 (200 °C)	Solel
Solel, LS-1	Acero	N.D.	Vidrio	0,94	0,94	0,3 (300 °C)	N.D.
Solel, LS-2	Acero	Cermet	Vidrio de borosilicato	0,95 - 0,965	0,944-0,99	0,12 (300 °C), 0,135-0,15 (400 °C)	Solel UVAC
Solel, LS-3	Acero	Cermet	Vidrio de borosilicato	0,945-0,97	0,94-0,97	0,04795 + 0,0002331·T(°C)	Solel UVAC
Solitem; PTC 1100, PTC 1800, PTC 3000, PTC 4000	Acero inoxidable	Cr negro	Vidrio de borosilicato con tratamiento AR	0,95	0,93 - 0,94	0,17	Switzerland Energie Solaire
Soltigua; PTMx, FTM, FLT	Acero inoxidable	N.D.	Vidrio AR (capa Sol-gel)	> 0,96	> 0,95	< 0,07 (< 250 °C)	N.D.
Sopogy, SopoFlare	N.D.	Cermet	Vidrio	N.D.	0,87	0,23 (400 °C)	N.D.
Sopogy; SopoNova, SopoHelios, SopoTitan	N.D.	Cermet	Vidrio	0,91	0,95	0,25 (400 °C)	N.D.
SRB Energy, UHV	N.D.	Cr negro	No tiene. En su lugar, cubiertas planas arriba y abajo.	0,9	N.D.	0,07	N.D.
SunOyster, SunOyster 16	Acero	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Suntrak Synergy, N.D.(CCP grande)	Acero inoxidable	N.D.	Vidrio	0,965	0,95	0,09 (380 °C) - 0,1 (400 °C)	Schott PTR70
Suntrak Synergy, N.D. (CCP pequeño)	Acero inoxidable	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Tecnología Solar Concentradora, CCStar	Cu	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Termopower, TCP 150 y TCP 200	N.D.	N.D.	N.D.	0,96	0,964	N.D.	N.D.
Thermax India, SolPac P60	Fundición de acero inoxidable SS304	N.D.	Vidrio de borosilicato	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Trivelli Energy, SolarWing	Acero inoxidable (AISI 304)	Deposición de óxido de flúor F <sub>2</sub> O (proceso F-Ox)	Vidrio de borosilicato	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

EVO	o AISI 316L)						
TSk Flagsol, HelioTrough	Acero inoxidable	Cermet	Vidrio de borosilicato con tratamiento AR	0,965	0,95	0,09 (380 °C) - 0,1 (400 °C)	Schott PTR90
Ultra Conserve Pvt, OptiTrough 300	Acero inoxidable SS304	N.D.	Vidrio de borosilicato	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Univ. de Florencia, SALTO 1 y 2	Acero inoxidable AISI 304	Recubrimiento selectivo esmalte vítreo (esmalte de porcelana negro). Posibilidad de añadir un segundo recubrimiento selectivo de óxido de indio y estaño sobre la capa de esmalte para reducir la emisividad.	Vidrio	N.D.	0,93	0,91 (con película de óxido de indio y estaño $\epsilon=0,34$ )	Ferro Corp.
Univ. Nacional de Australia, CHAPS (modelo doméstico y largo)	Cu (tubo absorbente), Si monocristalino (células fotovoltaicas), Al (bandeja).	No	N.D.	N.D.	0,886	$\approx 0,1$	N.D.
Vicot Air conditioning, N.D.	Acero inoxidable AISI 304	N.D.	Vidrio de borosilicato	N.D.	0,93	0,1 (200 °C)	Vicot solar VZK102-42/2035
Whitestar Energy, W11-C	N.D.	N.D.	Vidrio	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

Notas:

- (1) Antirreflectante (AR)
- (2) Tetrafluoroetileno de etileno (EFTE)
- (3) La emisividad obtenida en la superficie de la cubierta de cristal en contacto con la región interior del colector es del 90%
- (4) (4) La película AR en las superficies interna y externa de la cubierta de vidrio se añade como una mejora en la versión comercial del concentrador respecto al prototipo inicial, para mejorar la transmisividad de la radiación a través de la cubierta.

Tabla 9.8. Fluido térmico

Fabricante, módulo	Fluido caloportador (HTF)	$V_{HTF}$ en circuito primario (l/módulo)	$Q_{HTF}$ (l/s·m <sup>2</sup> )	$P_{max HTF}$ (bar)	$\Delta P_{max}$ (bar). Pérdida de carga	$v_{max HTF}$ (m/s)
<b>Aalborg CSP, N.D.</b>	Agua presurizada, vapor saturado	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Abengoa, PT-1</b>	Agua presurizada con glicol/ vapor	8	0,0125 (test SRCC)	11(test SRCC), >20	N.D.	N.D.
<b>Abengoa, RMT</b>	Agua presurizada con glicol/ vapor	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Abengoa, PT-2</b>	Aceite térmico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Absolicon, T10, MT10 y X10 PVT</b>	Agua y glicol	4,4 - 11,2	0,014 - 0,017	N.D.	0,027	N.D.
<b>Acurex Solar, Acurex 3001</b>	Aceite térmico (Santotherm 55 y otros)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>AIRA termosolar, N.D.</b>	Agua	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Airlight Energy, N.D.</b>	Aire	N.D.	1,29	N.D.	$1,42 \cdot 10^{-4}$	N.D.
<b>Albisa Solar, AT 150</b>	Aceite térmico (Therminol VP-1)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>AM-Brain, K125</b>	Vapor sobrecalentado	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Archimede Solar Energy, N.D.</b>	Sales fundidas (40% KNO <sub>3</sub> , 60% NaNO <sub>3</sub> )	11,574	$2,89 \cdot 10^{-3}$ - $7,2 \cdot 10^{-3}$	8,5	N.D.	N.D.
<b>Areva Solar, N.D.</b>	Agua, vapor saturado, vapor sobrecalentado	N.D.	N.D.	165 (450 °C)	N.D.	N.D.
<b>Arontis Solar Solutions, Solar8</b>	Agua	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>BBEnergy, N.D.</b>	Aceite térmico, agua presurizada, vapor	N.D.	1 - 4	40	N.D.	N.D.
<b>BROAD Air Conditioning, N.D.</b>	Agua presurizada, mezcla agua-propilenglicol (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> O <sub>2</sub> )	N.D.	$6,356 \cdot 10^{-3}$ - 0,011	20	$1,851 \cdot 10^{-3}$	N.D.



Button Energy, PARASOL	Vapor, agua presurizada	N.D.	$4,8 \cdot 10^{-3}$	20 (200 °C)	N.D.	N.D.
ENEA, N.D.	H <sub>2</sub> , sales fundidas (40% KNO <sub>3</sub> , 60% NaNO <sub>3</sub> )	11,5	$2,89 \cdot 10^{-3} - 7,2 \cdot 10^{-3}$	8,5	N.D.	N.D.
Chromasun, MCT	N.D.	0,9	0,034	11,1 (test SRCC) - 40	N.D.	N.D.
Ciemat, FASOL	Agua	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Ciemat, CAPSOL	Agua presurizada	N.D.	N.D.	25	N.D.	N.D.
CNIM, N.D.	Agua presurizada, vapor	N.D.	N.D.	85	N.D.	N.D.
Cogenra, T14	Agua	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Cogenra, SunBase 1.0	Agua	4,4	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Cogenra, SunDeck 1.0	Agua	N.D.	0,081 (tests Solar Keymark)	N.D.	N.D.	N.D.
Cogenra, SunDeck PVT 2.0	Agua	3	0,0227 - 0,08 (tests SRCC y Solar Keymark)	N.D.	N.D.	N.D.
Consorcio europeo, Eurotrough ET 150 (Skal-ET 150)	Aceite térmico sintético (aceites de silicona, Therminol VP-1), agua, vapor, sales fundidas.	N.D.	0,081 - 0,102	N.D.	N.D.	N.D.
Crale Energy Saving; SDFC15, SDFC18, SDFC4, SIFC8	Aceite térmico	N.D.	N.D.	7 (SDFC15, SDFC18), 10 (SDFC4, SIFC8)	N.D.	N.D.
CSIRO y ANU; N.D.	Aceite térmico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
DLR, Fix Focus Trough	Agua, vapor, aceite térmico y aire	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Dr. Vetter, Itcollect	Agua. Admite también aceite térmico y otros.	0,125	0,017 (tests ITW, Univ. Stuttgart)	10	N.D.	N.D.
Elianto, N.D.	Aceite diatérmico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Erfis, Erfitrough	Aceite térmico (Therminol VP-1, Therminol 66)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Feranova, FRT-1C10 y FRT-1C20	Aceite térmico, agua, vapor, sales fundidas.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Ferasolar, FERA TH 100	Agua presurizada, vapor saturado y sobrecalentado, aceite térmico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Focal Point Energy, FPE40	Agua presurizada	19,4 (test SRCC)	0,0098 (test SRCC)	11,3 (test SRCC)	N.D.	N.D.
Fundación Bruno Kessler, Digespo	Admite aceite térmico y agua, MOHC. <sup>(1)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
GlassPoint Solar, N.D.	Agua presurizada, vapor	N.D.	N.D.	88-100	N.D.	N.D.
Glayx Tech, ThermeX	Agua, vapor saturado o sobrecalentado, aceite térmico, aire	N.D.	N.D.	12-30	N.D.	N.D.
Global CSP; MK II, MK III, MK 5	Aceite térmico, CO <sub>2</sub> (en desarrollo) <sup>(2)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Gossamer, 3M; LAT 73	Aceite térmico, sales fundidas	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Helioclim, N.D.	Agua presurizada, aceite térmico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Heliodynamics, HD7.c	Mezcla agua-glicol, o "agua glicolada"	N.D.	$2,358 \cdot 10^{-2}$	6	N.D.	N.D.
Heliodynamics, HD 10 y HD 16	Mezcla agua-glicol, o "agua glicolada"	N.D.	N.D.	2 - 32	N.D.	N.D.
Himin Solar, N.D. (CCP)	Aceite térmico	N.D.	N.D.	20	N.D.	N.D.
Himin Solar, N.D.(Fresnel)	Aceite térmico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Industrial Solar Technology, IST PT1	Agua presurizada con propilenglicol	N.D.	N.D.	20	N.D.	N.D.
Industrial Solar thermal solutions, LF-11	Agua presurizada (aplicaciones hasta 200 °C) y aceite térmico (>200 °C)	N.D.	N.D.	< 40 (estándar), < 120 (bajo pedido) <sup>(4)</sup>	N.D.	N.D.
INERSUR, N.D.	Agua a presión	N.D.	$1,24 \cdot 10^{-2}$	6 (estándar), 8 (máxima)	N.D.	N.D.
IIE, N.D.	Agua	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Inventive Power, Power Trough 110	Agua, aceite térmico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
KGDS, N.D.	Agua presurizada, vapor	N.D.	N.D.	45	N.D.	N.D.
Koluacik Research & Development, SPT	Agua, aceite térmico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
LiteTrough, Gen6	Agua presurizada	2,2	0,0173 (test SRCC)	8,50 (test SRCC)	N.D.	N.D.
Millennium Energy Systems, Milenio	Agua caliente a presión, vapor, aceite térmico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.



Millionsun Energy, CSPT-L y CSPT-H	Aceite térmico, agua	N.D.	N.D.	20	N.D.	N.D.
Mithras, Lumen 2.3 y Lumen 8.4	Aceite térmico Therminol, tipo 66 (máx. 270 °C), y tipo VP-1 (máx. 400 °C)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Mulk Enpar, N.D. (CCP)	Aceite térmico PARATHERM NF (máx. 330 °C)	N.D.	0,102	40 - 123,5	N.D.	N.D.
Mulk Enpar, N.D. (Fresnel)	Agua presurizada, vapor	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Nep Solar AG PolyTrough 1200	Agua presurizada, vapor, aceite térmico.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Nep Solar AG PolyTrough 1800	Agua presurizada, vapor, aceite térmico.	N.D.	$6,775 \cdot 10^{-3}$ - 0,027 (test SPF)	40 (test SPF), 96 (200 °C)	N.D.	N.D.
Novatec Solar, DMS	Sales fundidas	N.D.	N.D.	30	N.D.	N.D.
Novatec Solar Supernova	Vapor sobrecalentado	N.D.	N.D.	100 (500 °C)	N.D.	N.D.
Novatec Solar Nova-1	Vapor saturado	N.D.	N.D.	55 (270 °C)	N.D.	N.D.
PerSolar; TLC-1000 y TLC-24K	Agua, aceite térmico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Protarget, N.D.	Aceite sintético de silicona polimerizada, líquido de siloxano con cadenas laterales orgánicas.	25 <sup>(3)</sup>	0,034	20	N.D.	N.D.
Rackam, S10	Vapor saturado, agua, aceite térmico	7,43, 14,86, 22,29	0,028	11 (tests SRCC)	N.D.	N.D.
Rackam, S20	Vapor saturado, agua, aceite térmico	18,35	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Ronda High Tech, RHT 2500	Sales fundidas, aceite térmico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Royal Tech CSP, Royal Trough	Agua, aceite térmico sintético Mantherm K2. (26,5% bifenilo y 73,5% óxido de difenilo)	N.D.	N.D.	40	N.D.	N.D.
SBP, Ultimate Trough	Aceite térmico sintético (Therminol VP-1), sales fundidas	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SENER, Senertrough	Aceite térmico, agua, sales fundidas	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SIJ, DLR, Solitem, Alanod; PTC 1000	Agua presurizada	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SkyFuel; SkyTrough y SkyTroughDSP	Sales fundidas inorgánicas, aceite térmico (Therminol®VP-1, con una pequeña proporción de Therminol®66, para reducir el punto de congelación de la mezcla).	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SLT Energy, SOL Yatna CSP	Aceite térmico	N.D.	N.D.	40	N.D.	N.D.
Smirro, N.D.	Agua, aceite térmico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solar Euromed, LFR 500	Agua presurizada, vapor saturado	N.D.	$2,5 \cdot 10^{-3}$	100	N.D.	N.D.
Solar Power Group, Fresdemo	Agua presurizada, vapor saturado y sobrecalentado	N.D.	N.D.	100	N.D.	N.D.
Solargenix, Power Roof	Agua	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solargenix, SGX-1	Vapor, agua presurizada, aceite térmico	N.D.	N.D.	40	N.D.	N.D.
Solarlite, SL 2300	Agua, vapor	N.D.	N.D.	30 (330 °C)	N.D.	N.D.
Solarlite, SL 4600	Agua, vapor	N.D.	N.D.	55	N.D.	N.D.
Solarmirrotec; SMT-8 y SMT-70	Aceite térmico, agua presurizada, vapor	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
SolarXEnergy, Solar X164	Agua, vapor, aceite térmico	1,7	0,0130 (test SRCC)	N.D.	N.D.	N.D.
Solel Solar Systems, IND 300	Vapor saturado, aceite térmico	1,563	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solel, LS-1	Aceite térmico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solel, LS-2 y LS-3	Aceite térmico sintético (therminol VP-1), aceite de silicona, vapor, agua, sales fundidas.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solitem; PTC 1100, 1800, 3000 y 4000	Agua, vapor y aceite térmico	N.D.	0,152 - 0,243 (PTC 1800 y 3000)	16	N.D.	N.D.
Soltigua; PTMx y FTM	Vapor, agua presurizada ( $T_{op} \leq 110$ °C), aceite térmico ( $T_{op} \leq 250$ °C)	N.D.	N.D.	8 (PTMx), 25 (FTM)	N.D.	N.D.
Soltigua, FLT	Vapor, agua presurizada ( $T_{op} \leq 220$ °C), aceite térmico ( $T_{op} \leq 320$ °C)	N.D.	N.D.	20 (agua), 10 (aceite térmico)	N.D.	N.D.
Sopogy, SopoFlare	Agua	0,722	0,2045-0,409	N.D.	N.D.	N.D.

Sopogy, SopoNova	Agua	2,098	$7,26 \cdot 10^{-2}$ - 0,145	N.D.	N.D.	N.D.
Sopogy, SopoHelios	Agua	2,23	0,053-0,123	N.D.	N.D.	N.D.
Sopogy, SopoTitan	Agua	5,32	0,176-0,264	N.D.	N.D.	N.D.
SRB Energy, UHV	Mezcla agua-glicol (33,3% glicol)	1,6	$7,639 \cdot 10^{-3}$ - 0,055, 0,0285 (nominal)	25	N.D.	N.D.
SunOyster, SunOyster 16	Agua presurizada, aceite térmico (Dowtherm A)	N.D.	0,06 - 0,5	20 (agua presurizada), 6 (aceite térmico)	N.D.	N.D.
Suntrak Synergy, N.D. (CCP pequeño)	Agua presurizada, aceite térmico	N.D.	0,002	10	N.D.	N.D.
Tecnología Solar Concentradora, CCStar	Agua destilada o solución de agua con aditivos glicoles (nombre comercial Antifrogen SOL HT)	N.D.	0,0134	N.D.	0,226	N.D.
Termopower, TCP 150 y TCP 200	Aceites minerales, sales fundidas	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Thermax India, SolPac P60	Vapor, agua presurizada	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Trivelli Energy, N.D.	Agua presurizada, vapor, mezcla agua y glicol, salmuera, aceite diatérmico, fluido dieléctrico de base fluorada Galden HT270	N.D.	0,424	30 (estándar) - 50 (bajo pedido), 5 (agua)	N.D.	3,4 (estándar), 5 (bajo pedido)
Tsk Flagsol, HelioTrough	Aceite térmico, agua, vapor, sales fundidas	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Ultra Conserve, OptiTrough 300	Aceite térmico, vapor	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Universidad de Florencia, SALTO 1 y 2	Agua, vapor, aceite térmico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Univ. Nacional de Australia, CHAPS (doméstico y largo)	Agua con aditivos anticongelantes y anticorrosión.	1,08	0,011	N.D.	N.D.	N.D.
Vicot Air conditioning, N.D.	Aceite térmico, agua glicolada, vapor	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Whitestar Energy, W11-C	Agua presurizada	2,5	0,0187 (test SRCC)	11,23 (test SRCC)	N.D.	N.D.

Notas:

- (1) Metal Organic Heat Carriers (MOHC). En estudio fluidos bifásicos y con cambio de fase en la temperaturas del ciclo termodinámico.
- (2) Previsión de desarrollo de un modelo basado en el uso de vapor (DSG) y sales fundidas.
- (3) Volumen de fluido en circuito primario, teniendo en cuenta tuberías, bomba y tanque de expansión.
- (4) Con HTF agua, la presión máxima para el sistema estándar es 16 bar.

### 9.3.3 Sistemas de seguimiento y accionamiento

Tabla 9.9. Sistemas de accionamiento

Fabricante, módulo	Motor de accionamiento	Tipo de sistema de accionamiento	Mecanismo de accionamiento	Rango de giro (°)	Velocidad máxima de giro (°/min)
Abengoa, PT-1 y RMT	Motor eléctrico (230 V, 850 rpm)	Mecánico	Husillo (engranaje <i>Jack screw</i> ) acciona un eje (tubo de torsión), el cual transmite el par de torsión	N.D.	N.D.
Abengoa, PT-2	N.D.	Hidráulico o mecanismo	Cilindros hidráulicos ( <i>drive pylon</i> ) y cojinete de eje de bolas, o mecanismo de barras lineales	N.D.	N.D.
Absolicon; T10, MT10, X10 PVT	Motor eléctrico CC (12 V)	Actuador neumático o mecánico	Barras rectas extensibles (3 barras/módulo)	N.D.	N.D.
AIRA Termosolar, N.D.	Motor eléctrico	Mecánico	Engranaje mueve todas las filas de reflectores primarios simultáneamente	N.D.	N.D.
Airlight Energy, N.D.	N.D.	Mecánico	Transmisión de rueda dentada grande (rueda de soporte) de	[-70, 70]	N.D.

			hormigón y cadena en los apoyos de la rueda		
<b>Albiosa Solar, AT 150</b>	Motor eléctrico	Hidráulico	Cilindro hidráulico ( <i>drive pylon</i> )	N.D.	N.D.
<b>Alpha-E, AT 350</b>	Motor eléctrico (2 módulos/motor)	Mecánico	Engranaje reductor y sistema de polea y cable o correa	N.D.	N.D.
<b>Alpha-E, AT 800</b>	Motor eléctrico (1 módulo/motor)	Mecánico	Engranaje reductor y sistema de polea y cable o correa	N.D.	N.D.
<b>Archimede Solar Energy, N.D.</b>	N.D.	Mecánico	Polea y cable	N.D.	N.D.
<b>Areva Solar, N.D.</b>	Motor eléctrico	Cable	Sistema de rueda giratoria ( <i>rotating wheel</i> ) y cable.	N.D.	N.D.
<b>Arontis Solar Solutions, Solar8</b>	Motor eléctrico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>BBEnergy, N.D.</b>	N.D.	Cable	Sistema de rueda giratoria y cable (estándar). Sistema de accionamiento directo por cojinete de fricción en faceta.	N.D.	N.D.
<b>Button Energy, PARASOL</b>	Motor eléctrico	Mecánico	Engranaje (tipo tornillo sin fin y cremallera). En versiones iniciales del modelo, varilla de empuje en lugar de cremallera.	N.D.	N.D.
<b>ENEA, N.D.</b>	N.D.	Hidráulico	Cilindros hidráulicos ( <i>drive pylon</i> )	N.D.	28,648
<b>Chromasun, MCT</b>	Motor eléctrico	Mecánico	Mecanismo biela-manivela acciona todas las facetas simultáneamente, conectando con cojinetes en los extremos de las facetas, por lo que todas tienen la misma velocidad de giro.	N.D.	N.D.
<b>Cogenra, T14</b>	N.D.	Mecánico	Engranaje de corona y tornillo sin fin ( <i>slew drive</i> ) transmite el giro a un tubo de torsión de acero galvanizado.	N.D.	N.D.
<b>Cogenra; SunBase 1.0, SunDeck 1.0, SunDeck PVT 2.0</b>	N.D.	Muelle	Mecanismo tipo biela-manivela, gobernado por la compresión de un muelle	N.D.	N.D.
<b>Consortio europeo, EuroTrough</b>	N.D.	Hidráulico	Cilindros hidráulicos ( <i>drive pylon</i> )	N.D.	N.D.
<b>Crale Energy Saving; SDFC15, SDFC18, SDFC4, SIFC8</b>	N.D.	Mecánico	Engranaje tipo tornillo sin fin ( <i>screw bar</i> )	N.D.	N.D.
<b>CSIRO y ANU; N.D.</b>	Motor paso a paso ( <i>stepper motor</i> )	Mecánico	Sistema de engranaje reductor a la salida del motor, cadena de rodillos y arcos semicirculares	N.D.	N.D.
<b>DLR, Fix Focus Trough</b>	N.D.	Mecánico	Sistema de polea y cable que mueve un mecanismo biela-manivela de 1 GDL formado por una barra común unida mediante respectivas rótulas y bielas a cada faceta.	N.D.	N.D.
<b>Dr. Vetter, Itcollect</b>	Motor eléctrico	Mecanismo	Mecanismo biela-manivela o varillas de empuje	105	N.D.
<b>Erfis, Erfitrough</b>	Motor eléctrico	Engranaje	Engranaje reductor y engranaje tipo corona ( <i>slew drive</i> )	315	30
<b>Feranova, FRT-1C10, FRT-1C20</b>	N.D.	Mecánico	Sistema de rodillos transmiten el movimiento al tubo de torsión que sustenta cada faceta.	N.D.	N.D.
<b>Focal Point Energy, FPE40</b>	Motor eléctrico	Mecánico	Sistema cable y polea	N.D.	N.D.
<b>Fundación Bruno Kessler, Digespo</b>	Motor eléctrico ( <i>stepper motor</i> ). Cada SCA, 2 motores.	Mecánico	Estructura ajustable en inclinación, entre 20° y 35°, mediante un actuador lineal conectado a un motor paso a paso. El mecanismo de giro en torno al eje horizontal recurre a una transmisión de correa (relación de transmisión 1:400).	[-70, 70]	N.D.
<b>Global CSP, MK II y III</b>	Motor eléctrico	Mecánico o neumático	Mecanismo de giro respecto al eje horizontal: cilindro extensible. Éste conecta el poste rotatorio con un extremo de la estructura tipo plantilla sobre la que va montado el módulo, a través de un engranaje de ruedas dentadas (en el CDG de la estructura tipo plantilla, conecta dicha plantilla con el poste vertical). Mecanismo de giro en torno al eje vertical: engranaje planetario	N.D.	N.D.
<b>Global CSP, MK 5</b>	Motor eléctrico	Actuador neumático o mecánico	Engranaje reductor, cilindros o barras extensibles y tubo de torsión	N.D.	N.D.
<b>Gossamer, 3M; LAT 73</b>	N.D.	N.D.	Cilindros hidráulicos ( <i>drive pylon</i> )	N.D.	N.D.
<b>Greenera Energy, SG1000</b>	N.D.	Mecánico	Engranaje y cadena acciona todos los módulos simultáneamente	N.D.	N.D.
<b>Helioclim</b>	Motor eléctrico	Mecánico	Transmisión por sistema cable y rueda giratoria	N.D.	N.D.

Heliodynamics; HD7.c, HD 10 y HD 16	Motor eléctrico	Mecánico	Engranaje tipo husillo o tornillo sin fin	N.D.	N.D.
Himin Solar, Solar Cooker	Batería	Mecánico	Mecanismo de accionamiento manual de barras lineales y correderas, y plataforma de soporte móvil (pedestal)	N.D.	N.D.
Industrial Solar Technology, PT1	Motor eléctrico	Mecánico	Sistema cable y polea ( <i>tracking wheel</i> ), u opcionalmente gato de tornillo sin fin ( <i>Jack Screw</i> )	N.D.	N.D.
Industrial Solar Thermal solution, LF-11	Motor eléctrico CC (24 V, 15 W) o de CA y transformador (220/11 VAC)	Mecánico	Transmisión por correa o cadena de rodillos ( <i>roller chain</i> ) y rueda	N.D.	N.D.
INERSUR, N.D.	Motor eléctrico CC (7 W, 1 motor por cada módulo de 8x8 m)	Mecánico	Reductora acciona todas las filas de facetas de manera conjunta.	±70	N.D.
Instituto de Investigaciones Eléctricas, N.D.	Motor eléctrico servomotor	Mecánico	Brazo actuador	N.D.	N.D.
KGDS, N.D.	Motor eléctrico	N.D.	Sistema rueda giratoria ( <i>tracking wheel</i> )	N.D.	N.D.
Koluacik Research & Development, SPT	1 motor por cada GDL y módulo. Eje horizontal: motor CC sin escobillas (motor BLDC), o motor paso a paso ( <i>stepper motor</i> ). Eje vertical: motor eléctrico.	Mecánico	Eje horizontal: engranaje reductor, barra tipo manivela, correderas y cadena ( <i>roller chain</i> ). Eje vertical: plataforma del módulo anexionada a rueda giratoria dentada que engrana con cadena ( <i>roller chain</i> )	N.D.	N.D.
Menova Engineering, PS (CCP)	Motor eléctrico	N.D.	Barra extensible	N.D.	N.D.
Millionsun Energy, CSPT-L	N.D.	Mecánico	Mecanismo biela - manivela conecta todos los módulos en paralelo que componen cada SCA.	N.D.	N.D.
Millionsun Energy, CSPT-H	N.D.	Mecánico	Sistema de polea y correa	N.D.	N.D.
Mithras, Lumen 2.3	Motor eléctrico	Mecánico	Sistema de polea y cable	N.D.	N.D.
Mithras, Lumen 8.4	N.D.	Mecánico	Engranaje conectado a cojinete de deslizamiento de accionamiento giratorio	315	30
Mulk Enpar, N.D. (CCP)	Motor eléctrico (1 motor de 246 W para fila de 9 módulos)	Mecánico	Reductora, tambor (recogida de cable) y sistema de cable/rueda giratoria.	132,5	N.D.
Nep Solar, PolyTrough 1200	Motor eléctrico CA paso a paso de imanes permanentes (motor de conmutación electrónica, <i>Brushless DC motor</i> ), controlado por microprocesador.	Mecánico	Engranaje reductor planetario y tubo de torsión.	N.D.	N.D.
Novatec Solar; DMS, Supernova y Nova-1	N.D.	Hidráulico o neumático	Cilindros neumáticos o hidráulicos	N.D.	N.D.
PerSolar; TLC-1000 y TLC-24K	Célula fotovoltaica alimenta un motor eléctrico	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Protarget, N.D.	N.D.	Hidráulico o neumático	2 cilindros neumáticos por módulo	[-90, 90]	15
Pyron Solar, Power Reef	2 motores eléctricos (2 GDL) por SCA	Combinación mecanismo y sistema neumático o hidráulico	Eje vertical (ángulo acimutal): engranaje y cojinetes o correderas. Eje horizontal: mecanismo biela-manivela (la biela es un brazo extensible neumático o hidráulico) y cojinete de fricción.	N.D.	N.D.
Rackam, S10 y S20	N.D.	N.D.	Rueda giratoria sobre rodamiento de rodillos y cable tensor	N.D.	N.D.
Ronda High Tech, RHT 2500 Trough	N.D.	Hidráulico	Cilindros hidráulicos extensibles y tubo de torsión sobre junta giratoria de rodamiento de bolas con regulación de giro mediante tornillo sin fin ( <i>slew drive</i> )	[-65, 65]	N.D.
Royal Tech CSP, Royal Trough	N.D.	Hidráulico	Cilindros hidráulicos ( <i>drive pylon</i> )	N.D.	N.D.
SBP, Ultimate Trough	N.D.	Hidráulico	Cilindros hidráulicos ( <i>drive pylon</i> )	180	N.D.
SENER, Senertrough	N.D.	Hidráulico	Cilindros hidráulicos extensibles + junta giratoria ( <i>rotating joint</i> ) + tubo de torsión	N.D.	N.D.
SIJ y DLR, Solitem y Alanod; PTC 1000	Motor paso a paso ( <i>stepper motor</i> )	Engranaje	Engranaje tornillo sin fin ( <i>worm gear</i> )	N.D.	N.D.
SkyFuel; Skytrough y SkyTroughDSP	Motor eléctrico trifásico de 220 VAC, 50/60 Hz.	Combinación hidráulico y mecánico	Eje interno de accionamiento hidráulico, con sistema autoblocante, transmisor del par de torsión y giro, que cuenta con dientes helicoidales deslizantes que engranan con un segundo eje concéntrico exterior (engranaje planetario) (sistema OnSun).	[- 60, + 180]	18

SLT Energy LTD, SOL Yatna CSP	Motor eléctrico	Mecánico	Transmisión por sistema polea/cable. Sistema autoblocante	N.D.	N.D.
Smirro, N.D.	Motor eléctrico	Mecánico	Engranaje	N.D.	N.D.
Solar Power Group, Fresdemo	Motor eléctrico	Mecánico	Engranaje tornillo sin fin. Sistema de accionamiento general centralizado, y posterior individualización para cada fila de espejos.	N.D.	N.D.
Solargenix, Power Roof	Motor eléctrico	Mecánico	Espejos primarios fijos. Accionamiento espejos secundarios: tubo de torsión, mecanismo biela-manivela (barra y brazos arqueados) y conjunto muelle y cable tensor	N.D.	N.D.
Solargenix, SGX-1	N.D.	Hidráulico	N.D.	N.D.	N.D.
Solarlite SL 2300 y SL 4600	Motor eléctrico	Hidráulico.	Cilindros hidráulicos	[-60, 60] (120)	N.D.
Solarmirrortec; SMT-8 y SMT-70	N.D.	N.D.	Engranaje planetario acciona tubo de torsión	N.D.	N.D.
SolarXEnergy, Solar X164	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solel Solar Systems, IND 300	Motor eléctrico	Mecánico	Sistemas de cable y polea. Movimiento solidario de hasta 6 filas de módulos en paralelo, mediante engranaje tipo tornillo sin fin y cremallera. Interruptor en posiciones límite de carrera, que conectan con el motor de accionamiento para cambiar el sentido de giro.	[10, 170]	N.D.
Solel; LS-1 y LS-2	Motor eléctrico	Mecánico	Engranaje	N.D.	N.D.
Solel, LS-3	N.D.	Hidráulico	Cilindros hidráulicos ( <i>drive pylon</i> )	N.D.	N.D.
Solitem, PTC 1100	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Solitem; PTC 1800,3000 y 4000	Motor eléctrico	Correa	Correa y polea	N.D.	N.D.
Soltigua (PTMx)	N.D.	Correa	Sistema de transmisión de polea y correa	N.D.	N.D.
Sopogy; SopoFlare, SopoNova y SopoHelios	Motor eléctrico (1 motor para lazos de hasta 14 módulos)	Mecánico	Engranaje reductor a la salida del motor, y sistema polea/cable	270	N.D.
SRB Energy, UHV	Sin seguimiento	Sin seguimiento	Sin seguimiento	Sin seguimiento	Sin seguimiento
SunOyster Systems GmbH, N.D.	Motor eléctrico	Mecánico	Giro en torno al eje vertical: reductora, transmisión de correa dentada y rueda dentada. Giro en torno al eje horizontal: doble engranaje de giro ( <i>slew drive</i> ) tipo tornillo sin fin y engranaje de corona	Ángulo acimutal: $\pm 135$ . Ángulo de elevación: [10, 170]	N.D.
Suntrak Synergy, N.D. (CP grande)	N.D.	Hidráulico	N.D.	N.D.	N.D.
Suntrak Synergy, N.D. (CCP pequeño)	N.D.	Mecánico	Mecanismo biela – manivela conecta todos los módulos en paralelo que componen cada SCA.	N.D.	N.D.
Tecnología Solar Concentradora, N.D.	N.D.	Mecánico	Brazo articulado	N.D.	N.D.
Termopower, TCP 150 y TCP 200	N.D.	Hidráulico	Sistema de pilón central ( <i>drive pylon</i> ), de doble cuadrilátero articulado sin puntos muertos. Dos cilindros más acumulador hidráulico, que permite seguimiento tanto discreto como continuo.	[-20, 200]	N.D.
Thermax India, SolPac P60	N.D.	Mecánico	Mecanismo rueda giratoria y cable	N.D.	N.D.
Trivelli Energy	Motor eléctrico	Mecánico	Sistema de barras metálicas lineales tipo biela-manivela	N.D.	N.D.
Tsk Flagsol, HelioTrough	N.D.	N.D.	Sistema de pilón central ( <i>drive pylon</i> ) (nombre: HAWE HydachHAWE & Hydac)	[-5, 185] (190)	N.D.
Ultra Conserve, OptiTrough 300	N.D.	Mecánico	Brazo extensible y polea	N.D.	N.D.
Universidad de Florencia, SALTO 1 y 2	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Univ. Nacional de Australia, CHAPS doméstico y largo	Motor eléctrico CC. Dispone de batería de reserva.	Cable	Sistema de polea y cable	N.D.	N.D.
Whitestar Energy, W11-C	Motor eléctrico	Mecánico	Engranaje tipo cremallera o tornillo sin fin común a todos los	N.D.	N.D.



## 9.4 Características operativas de los concentradores en el mercado

### 9.4.1 Prestaciones

Tabla 9.10. Parámetros de funcionamiento del concentrador solar

Fabricante, modelo	$\gamma_{int}$ (%)	Eficiencia óptica $\eta_o$ (%)	Parámetros curva eficiencia térmica ( $[\eta_o] = 1, [a_1] = W/m^2K, [a_2] = W/m^2K^2$ )	$T_{op}$ (°C) <sup>(1)</sup>	Potencia máxima por módulo $\dot{Q}_t + \dot{Q}_{ehib}$ [ $kW_t + kW_e$ ] <sup>(2)</sup>	Potencia máxima, basada en el área de apertura $\dot{Q}_t + \dot{Q}_{ehib}$ [ $kW_t/m^2 + kW_e/m^2$ ] <sup>(3)</sup>	Potencia eléctrica máxima ( $KW_e/m^2$ ) <sup>(4)</sup>	Generación anual de energía ( $KWh_t/m^2 \cdot año$ ) <sup>(5)</sup>	Vida útil (años)	Capacidad de almacenamiento térmico (h)	¿Certificado oficial?
Aalborg CSP, N.D.	N.D.	75	$\eta_o = 0,75, a_1 = 0,04, a_2 = 0$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	565 ( $G_b = 1124 kWh/m^2 \cdot año, T_m = 110 °C, Bornholm$ )	N.D.	N.D.	N.D.
Abengoa, PT-1	N.D.	71 - 76,25	$\eta_o = 0,71, a_1 = 0,3581, a_2 = 0,0019$	288	7,5	0,56	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	SRCC
Abengoa, RMT	N.D.	76,25	N.D.	204	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Abengoa, PT-2	N.D.	75	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Absolicon, T10	N.D.	54,8	$\eta_o = 0,548, a_1 = 0,849, a_2 = 0,003$	100 - 200	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Absolicon, MT10	N.D.	N.D.	N.D.	160	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Absolicon, X10 PVT	N.D.	54,8	$\eta_o = 0,548, a_1 = 0,849, a_2 = 0,003$	75	4 - 4,5 ( $T_m = 100 °C$ ) + 1,04	0,39 - 0,45 ( $T_m = 100 °C$ ) + 0,1	0,112 ( $T_m = 50 °C, G_b = 1000 W/m^2$ )	623 - 758 ( $T_m = 50 °C, Madrid$ ); 556 ( $T_m = 50 °C, Barcelona$ ); 830 ( $T_m = 50 °C, Sevilla$ ); 452 ( $T_m = 150 °C, Barcelona$ ); 644 ( $T_m = 150 °C, Madrid$ ); 713 ( $T_m = 150 °C, Sevilla$ )	N.D.	N.D.	Solar Keymark
Acurex Solar, Acurex 3001	N.D.	64 - 77	$\eta_o = 0,64, a_1 = 0,0986, a_2 = 0,00141$	100 - 295	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
AIRA termosolar, N.D.	N.D.	72,67	$\eta_o = 0,7267, a_1 = 1,4, a_2 = 0,0026667$	50 - 300	645 ( $T_m = 50 °C$ ), 477 ( $T_m = 150 °C$ )	0,523 ( $T_m = 50 °C$ ), 0,387 ( $T_m = 150 °C$ )	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Airlight Energy, N.D.	N.D.	79	$\eta_o = 0,79, a_1 = 0,4167, a_2 = 0$	600	36,11 ( $T_m = 385 °C, G_b = 1000W/m^2$ )	0,487 ( $T_m = 385 °C, G_b = 800W/m^2$ ), 0,633 ( $T_m = 385 °C, G_b = 1000W/m^2$ )	N.D.	N.D.	60	$\leq 12$ <sup>(6)</sup>	N.D.
Albisa Solar, AT 150	N.D.	N.D.	N.D.	391	24,87 ( $T_m = 341 °C$ )	0,36 ( $T_m = 341 °C$ )	N.D.	997, 564 ( $T_m = 341 °C, G_b = 2027,01 kWh/m^2$ )	N.D.	N.D.	N.D.
Alcoa, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Alpha-E, AT 350	99,6	85	N.D.	110 - 300	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	25	N.D.	N.D.
Alpha-E, AT 800	N.D.	85	N.D.	500	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	25	N.D.	N.D.
AM-Brain, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Archimede Solar Energy, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	290 - 550	53,24 - 69,74	0,784 - 1,02	0,1	5729 <sup>(7)</sup>	N.D.	$\leq 5 - 7,5$ <sup>(8)</sup>	N.D.
Areva Solar, N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 285 (vapor saturado), 100 -	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

				450 (vapor sobrecalentado)							
<b>Arontis Solar Solutions, Solar8</b>	N.D.	68 (fotovoltaica); 52,7 (térmica)	$\eta_o = 0,52, a_1 = 0,5, a_2 = 0,00141$	N.D.	2,25 + 0,5	0,45 + 0,1	0,0625	251 ( $T_m = 90 \text{ }^\circ\text{C}$ , Lund, Suecia), 566 ( $T_m = 90 \text{ }^\circ\text{C}$ , Madrid)	15 - 20	N.D.	N.D.
<b>BBEnergy, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 250	75	$\approx 0,5$	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>BROAD Air Conditioning, N.D.</b>	N.D.	57,53 - 62	$\eta_o = 0,575, a_1 = 0,0711, a_2 = 0,0003775$	181	7,615	0,58	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Button Energy y AEE INTEC, PARASOL</b>	N.D.	48 - 49 (prototipo 1), 58 (prototipo 2).	Tubo evacuado: $\eta_o = 0,582, a_1 = 0,005, a_2 = 0,000725$ . Tubo no evacuado: $\eta_o = 0,583, a_1 = 0,5, a_2 = 0,00087$	100 - 200	0,55 - 0,94 ( $T_o = 140 \text{ }^\circ\text{C}, G_b = 800 \text{ W/m}^2$ )	0,3 - 0,5	N.D.	N.D.	N.D.	Si	N.D.
<b>Chromasun, MCT</b>	97	56,5	$\eta_o = 0,565, a_1 = 0,54, a_2 = 0,0032$	60 - 220	1,9 ( $G_b = 850 \text{ W/m}^2$ ) - 2,2 ( $G_b = 1000 \text{ W/m}^2$ ) (receptor modo térmico)	0,48	0,147 (receptor híbrido)	N.D.	20	N.D.	SRCC
<b>Ciemat, FASOL</b>	N.D.	75	$\eta_o = 0,742, a_1 = -0,1757, a_2 = 0,00103$ <sup>(9)</sup>	130 - 300	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Ciemat, CAPSOL</b>	96,5	63	$\eta_o = 0,63, a_1 = 1,1, a_2 = 0,014$	100 - 250	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>CNIM, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	360	0,5	N.D.	N.D.	N.D.	Si	N.D.
<b>Cogenra, T14</b>	N.D.	N.D.	N.D.	120 (receptor híbrido); 150 (receptor térmico)	3,514 + 1	0,472 + 0,134	0,134	N.D.	N.D.	Si	IEC
<b>Cogenra, SunBase 1.0</b>	N.D.	63,96	$\eta_o = 0,6396, a_1 = 0, a_2 = 0,08519$	120 (receptor híbrido); 150 (receptor térmico)	18,13	0,55	N.D.	N.D.	N.D.	Si	SRCC, IEC
<b>Cogenra, SunDeck 1.0</b>	N.D.	62,6	$\eta_o = 0,626, a_1 = 6,732, a_2 = 0,0119$	120 (receptor híbrido); 150 (receptor térmico)	2,270 + 0,430	0,543 + 0,103	0,103	163,199 - 190,25 (Atenas, $T_m = 75 \text{ }^\circ\text{C}, T_a = 18,5 \text{ }^\circ\text{C}, G_b = 1955 \text{ kWh/m}^2$ ); 77,88 - 101,367 (Estocolmo, $T_m = 75 \text{ }^\circ\text{C}, T_a = 18,5 \text{ }^\circ\text{C}, G_b = 1268 \text{ kWh/m}^2$ ) <sup>(10)</sup>	N.D.	Si	SRCC y Solar Keymark
<b>Cogenra, SunDeck PVT 2.0</b>	N.D.	75	$\eta_o = 0,75, a_1 = 4,055, a_2 = 0,001$	120 (receptor híbrido), 150 (receptor térmico)	2,1 + 0,42	0,594 + 0,12	0,119	300,454 - 314,909 (Atenas, $T_m = 75 \text{ }^\circ\text{C}, T_a = 18,5 \text{ }^\circ\text{C}, G_b = 2386 \text{ kWh/m}^2$ ); 130,102 - 142,29 (Estocolmo, $T_m = 75 \text{ }^\circ\text{C}, T_a = 18,5 \text{ }^\circ\text{C}, G_b = 1268 \text{ kWh/m}^2$ ) <sup>(10)</sup>	N.D.	Si	SRCC y Solar Keymark
<b>Consorcio europeo, Eurotrough</b>	97	75 (Solel UVAC), 79-80 (SCHOTT PTR)	$\eta_o = 0,7889, a_1 = 0,1007, a_2 = 0,00002267$	100 - 400	55,086	0,796	N.D.	1081,826 ( $G_b = 2200 \text{ kWh/m}^2$ ); 1300 ( $G_b = 2300 \text{ kWh/m}^2$ )	N.D.	$\leq 8$ <sup>(11)</sup>	N.D.
<b>Crale Energy Saving, SDFC15</b>	N.D.	N.D.	N.D.	180	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Crale Energy Saving, SDFC18</b>	N.D.	N.D.	N.D.	180	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.



<b>Crale Energy Saving, SDFC4</b>	N.D.	N.D.	N.D.	150 - 250	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Crale Energy Saving, SIFC8</b>	N.D.	N.D.	N.D.	250 - 400	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>CSIRO y ANU, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 280	20 ( $G_b = 1000$ W/m <sup>2</sup> )	0,61 ( $G_b = 1000$ W/m <sup>2</sup> )	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>DLR, Fix Focus Trough</b>	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 200	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Dr. Vetter, Itcollect</b>	N.D.	59,7	$\eta_o = 0,597, a_1 = 0,788, a_2 = 0$	160 (agua), 200 (aceite térmico)	0,590 ( $G_b = 1000$ W/m <sup>2</sup> , $T_m = 30$ °C), 0,542 ( $G_b = 1000$ W/m <sup>2</sup> , $T_m = 100$ °C)	0,59	N.D.	554 (Wurzburgo, $G_{tot} = 1524$ kWh/m <sup>2</sup> , $T_m = 75$ °C), 837 (Atenas, $G_{tot} = 2204$ kWh/m <sup>2</sup> , $T_m = 75$ °C)	N.D.	N.D.	Laboratorio ITW (Universidad de Stuttgart)
<b>Elianto, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 400	N.D.	N.D.	N.D.	253,33 - 304 ( $T_m = 80 - 90$ °C, $G_b = 1750$ kWh/m <sup>2</sup> )	N.D.	N.D.	N.D.
<b>ENEA, N.D.</b>	N.D.	78	N.D.	290 – 550 (sales fundidas); <850 (hidrógeno)	62,5	0,72	N.D.	313,68 <sup>(7)</sup>	N.D.	Si	N.D.
<b>Erfis, Erfitrough</b>	98,5	> 75	N.D.	100 - 270 (Therminol 66), 100 - 390 (Therminol VP-1)	28,7	0,62	0,155	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Feranova, FRT-1C10, FRT-1C20</b>	N.D.	N.D.	N.D.	200 (agua), 550 (sales fundidas)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Si <sup>(12)</sup>	N.D.
<b>Ferasolar, FERA TH 100</b>	N.D.	65	N.D.	110-300 (estándar), 110 - 400 (bajo pedido)	100 ( $G_b = 950$ W/m <sup>2</sup> )	0,427	N.D.	N.D.	N.D.	Si	N.D.
<b>Focal Point Energy, FPE40</b>	N.D.	50,3	$\eta_o = 0,503, a_1 = 0,6267, a_2 = 0$	82 - 205	15,236	0,41	N.D.	749,24	30	N.D.	SRCC
<b>Fondazione Bruno Kessler, Digespo</b>	> 93	75	$\eta_o = 0,75, a_1 = 0,7727, a_2 = 0$	300	(0,75 - 2,25) + (0,25-0,75)	(0,23 - 0,703)+ (0,08-0,23)	0,078 - 0,234	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>GlassPoint Solar, N.D.</b>	N.D.	66-68	N.D.	310	N.D.	0,405	N.D.	764,915 <sup>(13)</sup>	25	N.D.	N.D.
<b>Glayx Tech, ThermeX</b>	N.D.	69,2	$\eta_o = 0,692, a_1 = 0,27, a_2 = 0$	<230 - 250	25	0,667	N.D.	≈ 586,7	N.D.	N.D.	Universidad de Pisa.
<b>Global CSP, MK II y III</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	25	N.D.	No
<b>Global CSP, MK 5</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	25	N.D.	No
<b>Gossamer, 3M; LAT 73</b>	98 - 99,3	N.D.	N.D.	N.D.	52,5	0,6	0,196	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Helioclim, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	220	3,333	0,74	N.D.	N.D.	N.D.	Si	Solar Keymark (en proceso de tramitación)
<b>Heliodynamics, HD7.c</b>	N.D.	N.D.	N.D.	≈100	3,33 + 0,5	0,314 + 0,047	0,047	N.D.	30	N.D.	N.D.
<b>Heliodynamics, HD 10</b>	N.D.	N.D.	N.D.	120	8	0,33	N.D.	N.D.	30	N.D.	N.D.
<b>Heliodynamics, HD 16</b>	N.D.	N.D.	N.D.	235	10 + 1,5-2 (HD16-11); 21 <sup>(14)</sup> (HD16-21)	0,28 + 0,05 (HD16-11); 0,32 <sup>(15)</sup> (HD16-21)	0,042 - 0,055	N.D.	30	N.D.	N.D.
<b>Himin Solar, Solar Cooker</b>	N.D.	72	N.D.	100 - 350	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Hitachi Zosen, HSLPF</b>	N.D.	74	N.D.	100 - 340	390	0,59	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Huayuan New Energy, HY-</b>	N.D.	N.D.	N.D.	80 -200	21,6	0,6	N.D.	N.D.	20	N.D.	N.D.

<b>Trough-3</b>				(estándar); 80-400 (bajo pedido)							
<b>Huayuan New Energy, HY-Trough-6</b>	N.D.	N.D.	N.D.	80-250 (estándar), 80-400, (bajo pedido)	43,2	0,6	N.D.	N.D.	20	N.D.	N.D.
<b>IMK, CSP- Trough</b>	N.D.	N.D.	N.D.	270	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Industrial Solar Technology, IST PT1</b>	N.D.	76	$\eta_o = 0,762, a_1 = 0,2125, a_2 = 0,001672$	< 200-280	6,6	0,47	N.D.	N.D.	25-30	N.D.	Sandia National Laboratories y Centro Aeroespacial Alemán (DLR)
<b>Industrial Solar Thermal Solutions, LF-11</b>	N.D.	63,5	$\eta_o = 0,635, a_1 = 0,2125, a_2 = 0,00043$	130 - 200 (agua presurizada), 130 - 400 (aceite térmico).	12,3	0,562 ( $G_b = 900 \text{ W/m}^2, T_m = 170 \text{ }^\circ\text{C}$ ).	N.D.	900,826 ( $G_b = 2300 \text{ KWh/m}^2\cdot\text{año}$ , Johannesburgo)	20	N.D.	N.D.
<b>INERSUR, N.D.</b>	N.D.	70	$\eta_o = 0,7, a_1 = 4, a_2 = 0$	N.D. - 150	27,73.	0,61	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Instituto de Investigaciones Eléctricas, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 400	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Inventive Power, Power Trough 110</b>	N.D.	60	$\eta_o = 0,5997, a_1 = 0,74, a_2 = 0,0000446$	60 - 200	1,815	0,55	N.D.	N.D.	20	N.D.	N.D.
<b>KGDS,, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 257 (vapor saturado), 100 - 290 (vapor sobrecalentado)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Koluacik Research &amp; Development, SPT</b>	N.D.	82	N.D.	< 150-220	3,6 - 18 (según tamaño del módulo)	1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>LiteTrough, Gen6</b>	N.D.	57,9	$\eta_o = 0,579, a_1 = 1,6724, a_2 = 0,0192$	135	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	SRCC
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS 1, PS 2X1, PS 1X2</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	1,5 + 0,1	(0,347 - 0,406) + (0,023 - 0,027)	0,027	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS-35</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	10 + 7 <sup>(16)</sup>	0,286 + 0,2 (híbrido); 0,607 (receptor térmico)	0,186 ( $G_b = 890 \text{ W/m}^2, T_m = 90-100 \text{ }^\circ\text{C}$ )	502,92 (receptor térmico, $T_m = 100 \text{ }^\circ\text{C}$ )	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Menova Engineering Inc/Power-Spar, PS-140</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	42 + 28	0,3 + 0,2 (híbrido); 0,60 (receptor térmico)	0,186 ( $G_b = 890 \text{ W/m}^2, T_m = 90-100 \text{ }^\circ\text{C}$ )	654,861 + 311,111 <sup>(7)</sup> (Madrid)	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Millennium Energy Systems, Milenio</b>	N.D.	N.D.	N.D.	<250-300 (módulo para azotea), 600 (módulo para terreno)	N.D.	N.D.	N.D.	186.000 <sup>(17)</sup> (módulo para terreno), 6.400 <sup>(17)</sup> (módulo para azotea)	N.D.	≤ 24	N.D.

Millionsun Energy, CSPT-L	N.D.	0,7	N.D.	80 - 180	1,12 ( $G_b = 800$ W/m <sup>2</sup> )	0,56 ( $G_b = 800$ W/m <sup>2</sup> )	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Millionsun Energy, CSPT-H	N.D.	0,7	N.D.	350	6,4 ( $G_b = 800$ W/m <sup>2</sup> )	0,56 ( $G_b = 800$ W/m <sup>2</sup> )	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Mithras, Lumen 2.3	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 270	7	0,61	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Mithras, Lumen 8.4	98,9	82	$\eta_o = 0,82$ , $a_1 = 0,4213$ , $a_2 = 0$	100 - 270 (Therminol 66), 100 - 400 (Therminol VP-1)	33,75 ( $G_b = 1000$ W/m <sup>2</sup> ); 23 ( $G_b = 750 - 800$ W/m <sup>2</sup> )	0,74 ( $G_b = 1000$ W/m <sup>2</sup> ); 0,5 ( $G_b = 750 - 800$ W/m <sup>2</sup> )	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Mulk Enpar, N.D. (CCP)	96,26	88,1	$\eta_o = 0,8808$ , $a_1 = 0,3065$ , $a_2 = 0$	100 - 400	30 ( $T_m = 317,5$ °C, $G_b = 1000$ W/m <sup>2</sup> )	0,75 ( $T_m = 317,5$ °C, $G_b = 1000$ W/m <sup>2</sup> )	0,255	1711 ( $T_m = 317,5$ °C)	15	N.D.	N.D.
Mulk Enpar, N.D. (Fresnel)	N.D.	61 - 62	N.D.	164	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Nep Solar AG, PolyTrough 1200	N.D.	68,8	$\eta_o = 0,688$ , $a_1 = 0,04$ , $a_2 = 0,0015$	100 - 220 (Nep Solar); 100 - 275 (otras fuentes)	16 ( $G_b = 1000$ W/m <sup>2</sup> , $T_m = 200$ °C)	0,56 ( $G_b = 1000$ W/m <sup>2</sup> , $T_m = 200$ °C), 0,588 ( $G_b = 900$ W/m <sup>2</sup> , $T_o = 100$ °C)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Nep Solar AG, PolyTrough 1800	92	68,8	$\eta_o = 0,688$ , $a_1 = 0,36$ , $a_2 = 0,0009$	100- 250 (versión antigua), 100 - 330 (versión nueva)	22,2 ( $G_b = 1000$ W/m <sup>2</sup> , $T_m = 200$ °C)	0,5 - 0,6 ( $G_b = 1000$ W/m <sup>2</sup> , $T_m = 200$ °C)	N.D.	600 ( $G_b = 1630$ kWh/m <sup>2</sup> -año, Córcega); 1275 ( $G_b = 2580$ kWh/m <sup>2</sup> -año, Amán, Jordania); 877,6 (Atenas, $T_m = 100$ °C); 714 (Madrid, $T_m = 150$ °C)	N.D.	N.D.	Instituto de Tecnología Solar SPF
Novatec Solar, DMS	N.D.	67	N.D.	550	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	25	Sí	N.D.
Novatec Solar, Supernova	N.D.	67	$\eta_o = 0,67$ , $a_1 = 0,056$ , $a_2 = 0,000213$	550	270 ( $G_b = 900$ W/m <sup>2</sup> , $T_m = 150$ °C)	0,526 ( $G_b = 900$ W/m <sup>2</sup> , $T_m = 150$ °C)	N.D.	N.D.	25	N.D.	N.D.
Novatec Solar, Nova-1	N.D.	67	$\eta_o = 0,67$ , $a_1 = 0,056$ , $a_2 = 0,000213$	310	258 - 276 ( $G_b = 900$ W/m <sup>2</sup> , $T_m = 150$ °C)	0,502 - 0,537 ( $G_b = 900$ W/m <sup>2</sup> , $T_m = 150$ °C)	N.D.	N.D.	25	N.D.	N.D.
PerSolar, TLC-1000	N.D.	≈70	N.D.	40 - 200	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
PerSolar, TLC-24K	N.D.	≈70	N.D.	450	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Protarget, N.D.	97	75 <sup>(18)</sup>	$\eta_o = 0,7452$ , $a_1 = -0,0792$ , $a_2 = 0,0005804$	80 - 400 (aceite térmico sintético), < 430 (aceite de silicona)	15,625 ( $G_b = 700$ W/m <sup>2</sup> )	0,45 ( $G_b = 700$ W/m <sup>2</sup> )	N.D.	N.D.	25	Sí	DLR Köln y TÜV Rheinland.
Pyron Solar, Power Reef	N.D.	25	N.D.	N.D.	30 <sup>(19)</sup> , 90 <sup>(20)</sup>	0,169 <sup>(21)</sup>	0,169 <sup>(21)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Rackam, S10	N.D.	59,9	$\eta_o = 0,599$ , $a_1 = 1,4108$ , $a_2 = 0,0034$	65 - 240	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	20	N.D.	SRCC
Rackam, S20	N.D.	N.D.	N.D.	65 - 340	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	20	N.D.	N.D.
Ronda High Tech, RHT 2500 trough	99,5	N.D.	N.D.	550	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Si	N.D.
Royal Tech CSP, Royal Trough	N.D.	72,6 - 78	$\eta_o = 0,7259$ , $a_1 = 0,0152$ , $a_2 = 0,0004873$	12 - 400 (Mantherm K2)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	25	N.D.	N.D.
SBP, Ultimate Trough	97,5 (PTR70), 99,2 (PTR90)	75,5 - 77,5 (d=70 mm); 80,1 - 82,7	N.D.	293 - 391	≈120	≈0,68	N.D.	N.D.	25	≤ 8 <sup>(11)</sup>	N.D.

		(d=90 mm).										
<b>SENER, Senertrough</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Sí	N.D.
<b>SHAP, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	200-250	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SIJ, DLR, Solitem, Alanod; PTC 1000</b>	N.D.	70 - 75	$\eta_0 = 0,75, a_1 = 0,1123, a_2 = 0,00128$	80 - 300	0,70 - 1	0,35 - 0,5	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SkyFuel, Skytrough</b>	99	75,4 - 77	$\eta_0 = 0,7537, a_1 = 0,2358, a_2 = 0,0007915$	200 - 400 (aceite térmico); 550 (sales fundidas)	60 ( $G_b = 1000 \text{ W/m}^2, T_m = 350 \text{ }^\circ\text{C}$ )	0,719 ( $G_b = 1000 \text{ W/m}^2, T_m = 350 \text{ }^\circ\text{C}$ )	0,274 ( $G_b = 1000 \text{ W/m}^2, T_m = 350 \text{ }^\circ\text{C}$ )	1524,4	25 - 30	Si	NREL	
<b>SkyFuel, SkyTroughDSP</b>	97,4 (d = 70 mm); 97,8 (d = 80 mm); 98 (d = 90 mm)	75,4 - 76	$\eta_0 = 0,7537, a_1 = 0,2358, a_2 = 0,0007915$	200 - 400 (aceite térmico), 550 (sales fundidas)	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	25 - 30	Si	N.D.	
<b>SLT Energy, SOL Yatna CSP</b>	N.D.	N.D.	N.D.	400	< 28	< 0,467	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	
<b>Smirro, N.D.</b>	N.D.	61 - 70	N.D.	90 - 250	1,5 ( $G_b = 900 \text{ W/m}^2, T_m = 95 \text{ }^\circ\text{C}$ )	0,44 - 0,55 ( $G_b = 900 \text{ W/m}^2, T_m = 95 \text{ }^\circ\text{C}$ )	N.D.	N.D.	N.D.	Si	Solar Keymark (en tramitación)	
<b>Solar Euromed, LFR 500</b>	N.D.	N.D.	N.D.	311 (prototipo); 300 - 500 (comercial)	250	0,625	N.D.	N.D.	N.D.	Si	N.D.	
<b>SPG GmbH, Fresdemo</b>	N.D.	65	$\eta_0 = 0,65, a_1 = 0, a_2 = 0,00038$	450	800	0,53	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	
<b>Solargenix, Power Roof</b>	N.D.	N.D.	$\eta_0 = 0,561, a_1 = 0,13, a_2 = 0$ (para $\rho = 93\%$ )	350	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	
<b>Solargenix, SGX-1</b>	N.D.	75,5 (SGX-1) - 77 (SGX 2).	$\eta_0 = 0,755, a_1 = 0,247, a_2 = 0,00146$	400	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	NREL	
<b>Solarlite, SL 2300</b>	N.D.	65	N.D.	100 - 250	12,5	0,45	N.D.	609,69 ( $G_b = 1016,15 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{año}$ )	30	N.D.	N.D.	
<b>Solarlite, SL 4600</b>	98 - 99,7	N.D.	N.D.	100 - 400	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	30	N.D.	N.D.	
<b>Solarmirrortec, SMT-8</b>	N.D.	78	N.D.	100 - 270	5,83 ( $G_b = 750 \text{ W/m}^2, T_m = 120 \text{ }^\circ\text{C}$ )	0,663 ( $G_b = 750 \text{ W/m}^2, T_m = 120 \text{ }^\circ\text{C}$ )	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	
<b>Solarmirrortec, SMT-70</b>	N.D.	84	N.D.	100 - 550	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	
<b>SolarXEnergy, Solar X164</b>	N.D.	52	$\eta_0 = 0,52, a_1 = 1,0688, a_2 = 0,0025$	250	3,05	0,53 ( $G_b = 950 \text{ W/m}^2$ )	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	SRCC	
<b>Solel, IND 300</b>	N.D.	73,3	$\eta_0 = 0,733, a_1 = 0,238, a_2 = 0,0013$	300	3,75	0,625	N.D.	603 ( $T_m = 300 \text{ }^\circ\text{C}$ ); 848 ( $T_m = 200 \text{ }^\circ\text{C}$ ), 954 ( $T_m = 150 \text{ }^\circ\text{C}$ )	N.D.	Si	N.D.	
<b>Solel, LS-1</b>	87	71 - 73,4	N.D.	307	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	
<b>Solel, LS-2</b>	89	73-74 (UVAC); 76,4-79 (Schott PTR70)	Schott PTR70: $\eta_0 = 0,7943, a_1 = 0,4278, a_2 = 0,0001023$ . Solel UVAC: $\eta_0 = 0,731, a_1 = 0,0655, a_2 = 0,0007087$	100 - 390	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	NREL, DLR y Sandia National Laboratories	
<b>Solel, LS-3</b>	93	77 - 80	N.D.	100 - 390	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Laboratorios NREL, DLR y Sandia National Laboratories	
<b>Solitem, PTC 1100</b>	N.D.	70-75	$\eta_0 = 0,746, a_1 = 0,0267,$	100 - 200	1,3	0,47	N.D.	N.D.	N.D.	Si	N.D.	

			$a_2 = 0,00152$								
<b>Solitem, PTC 1800</b>	N.D.	68,78	$\eta_0 = 0,688; a_1 = 0,1601; a_2 = 0,0022$	100 - 220	4 - 5	0,44 - 0,59 ( $T_m = 165\text{ °C}$ )	N.D.	700	N.D.	Si	N.D.
<b>Solitem, PTC 3000</b>	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 250	8,5	0,57	N.D.	N.D.	N.D.	Si	N.D.
<b>Solitem, PTC 4000</b>	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 250	9 - 12,5	0,45 - 0,625	N.D.	N.D.	N.D.	Si	N.D.
<b>Soltigua, PTM</b>	N.D.	71 - 74,7	$\eta_0 = 0,747; a_1 = 0,64; a_2 = 0$	$\leq 110$ (agua), 90 - 280 (aceite térmico)	9 - 18 (según tamaño)	0,57 - 0,604 ( $T_m = 90\text{ °C}, G_b = 900\text{ W/m}^2$ )	N.D.	1293 ( $T_m = 200\text{ °C}$ , Phoenix), 1434 ( $T_m = 100\text{ °C}$ , Phoenix)	N.D.	Si	Certificado acorde con ISO EN 12975
<b>Soltigua, FTM</b>	N.D.	N.D.	$\eta_0 = 0,6; a_1 = 0,38; a_2 = 0$	$\leq 110$ (agua), 90 - 250 (aceite térmico)	11,67 ( $G_b = 900\text{ W/m}^2, T_m = 190\text{ °C}$ )	0,519 ( $G_b = 900\text{ W/m}^2, T_m = 190\text{ °C}$ )	N.D.	N.D.	N.D.	Si	N.D.
<b>Soltigua, FLT</b>	N.D.	N.D.	N.D.	220 (agua presurizada), 320 (aceite térmico)	20,75 ( $G_b = 900\text{ W/m}^2, T_m = 190\text{ °C}$ )	0,559 ( $G_b = 900\text{ W/m}^2, T_m = 190\text{ °C}$ )	N.D.	N.D.	N.D.	Si	N.D.
<b>Sopogy, SopoFlare</b>	N.D.	67,3	N.D.	66 - 121	1,245 ( $T_m = T_{amb}$ )	0,67 ( $T_m = T_{amb}$ )	N.D.	N.D.	30	Si	SRCC
<b>Sopogy, SopoNova</b>	N.D.	67,3	$\eta_0 = 0,6707; a_1 = 0,2757; a_2 = 0,0007758$	50 - 270	3,308 ( $G_b = 1000\text{ W/m}^2, T_m = 125\text{ °C}$ )	0,635 ( $G_b = 1000\text{ W/m}^2, T_m = 125\text{ °C}$ )	N.D.	N.D.	30	Si	SRCC
<b>Sopogy, SopoHelios</b>	N.D.	67,3	$\eta_0 = 0,6709; a_1 = 0,2635; a_2 = 0,00061$	50 - 326	4,55 ( $G_b = 1000\text{ W/m}^2, T_m = 125\text{ °C}$ )	0,635 ( $G_b = 1000\text{ W/m}^2, T_m = 125\text{ °C}$ )	N.D.	N.D.	30	Si	SRCC
<b>Sopogy, SopoTitan</b>	N.D.	72,69	$\eta_0 = 0,7238; a_1 = 0,2056; a_2 = 0,00073$	50 - 300	7,49 ( $G_b = 1000\text{ W/m}^2, T_m = 125\text{ °C}$ )	0,696 ( $G_b = 1000\text{ W/m}^2, T_m = 125\text{ °C}$ )	N.D.	N.D.	30	Si	SRCC
<b>SRB Energy, UHV</b>	N.D.	55	$\eta_0 = 0,672; a_1 = 0,82; a_2 = 0$	200	2,201	0,55	N.D.	N.D.	25 - 30	N.D.	Certificado acorde con EN 12975:2006
<b>SunOyster Systems GmbH, N.D.</b>	N.D.	73,77 (receptor térmico)	$\eta_0 = 0,7377; a_1 = 0,9014; a_2 = 0,0003571$	< 170 - 200	3,5 + 2,5 (1 espejo, $G_b = 1000\text{ W/m}^2, T_m = 100\text{ °C}$ )	0,875 + 0,312 (1 espejo, $G_b = 1000\text{ W/m}^2, T_m = 100\text{ °C}$ )	0,31 ( $G_b = 1000\text{ W/m}^2, T_m = 100\text{ °C}$ )	N.D.	25	Si <sup>(22)</sup>	N.D.
<b>Suntrak Synergy, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	50 - 400	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Suntrak Synergy, N.D.</b>	N.D.	N.D.	N.D.	180	3 - 4	1,67	N.D.	824,859	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Tecnología Solar Concentradora, CCStar</b>	N.D.	68,8 - 71,8 (directa); 12 (difusa)	$\eta_0 = 0,688; a_1 = 0; a_2 = 0,004$	90 - 200	23	0,615	N.D.	794 (Madrid, $T_m = 90\text{ °C}$ ), 737 (Madrid, $T_m = 150\text{ °C}$ )	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Termopower, TCP 150</b>	97,1	78	N.D.	400	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Termopower, TCP 200</b>	97	N.D.	N.D.	550	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Thermax India, SolPac P60</b>	N.D.	63	$\eta_0 = 0,63; a_1 = 0,5714; a_2 = 0$	100 - 210	1,8 - 3,65 ( $G_b = 1000\text{ W/m}^2$ )	0,28 - 0,57 ( $G_b = 1000\text{ W/m}^2$ )	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Torresol Energy, SENERtrough (ver SENER)</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Trivelli Energy, SolarWing Evo</b>	N.D.	72- 81	$\eta_0 = 0,8146; a_1 = 1,0175; a_2 = 0,0013$	40 - 320	6 ( $T_m = 75\text{ °C}, G_b = 1000\text{ W/m}^2$ )	0,73 ( $T_m = 75\text{ °C}, G_b = 1000\text{ W/m}^2$ )	N.D.	N.D.	10 - 20	Si	N.D.
<b>Tsk Flagsol, Skal-ET (ver Eurotrough)</b>	N.D.	N.D.	N.D.	100 - 400	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Tsk Flagsol, HelioTrough</b>	98,9 - 99,1	81,6 - 82,5	$\eta_0 = 0,8212; a_1 =$	100 - 400	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	25	N.D.	N.D.

			0,0115; $a_2 = 0,00002155$								
<b>Ultra Conserve Pvt, OptiTrough 300</b>	N.D.	N.D.	N.D.	180 (vapor), 220 (aceite térmico)	13,7 ( $T_m = 150\text{ °C}$ , $G_b = 800\text{ W/m}^2$ )	0,477 ( $T_m = 150\text{ °C}$ , $G_b = 800\text{ W/m}^2$ )	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Univ. de Florencia, SALTO</b>	N.D.	75	Recubrimiento selectivo cromo negro: $\eta_o = 0,7524$ , $a_1 = 0,3526$ , $a_2 = 0,0008$ . Tubo esmaltado porcelánico: $\eta_o = 0,714$ , $a_1 = 0,327$ , $a_2 = 0,0039$	100 - 250	N.D.	N.D.	N.D.	432,16 (recubrimiento esmalte porcelánico), 572 (recubrimiento cromo negro)	20	N.D.	N.D.
<b>Univ. Nacional de Australia, CHAPS doméstico</b>	N.D.	56 (modo híbrido)	Receptor térmico: $\eta_o = 0,764$ , $a_1 = 1,81$ , $a_2 = 0$ . Receptor híbrido: $\eta_o = 0,642$ , $a_1 = 1,9$ , $a_2 = 0$	80 - 150	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Univ. Nacional de Australia, CHAPS modelo largo</b>	N.D.	56 (híbrido), 76,4 (térmico)	Receptor térmico: $\eta_o = 0,764$ , $a_1 = 1,81$ , $a_2 = 0$ . Receptor híbrido: $\eta_o = 0,642$ , $a_1 = 1,9$ , $a_2 = 0$	80 - 150	$\approx 1,25$	0,521	N.D.	Simulación: $527,54 + 186,3^{(7)}$ ( $G_b = 1628,7\text{ kWh/m}^2\cdot\text{año}$ ). Datos experimentales: $703,12 + 156,25^{(7)}$ (Melbourne, $G_b = 1318,06 - 1520,83\text{ kWh/m}^2\cdot\text{año}$ )	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Vicot Air conditioning, N.D.</b>	95	75	$\eta_o = 0,717$ , $a_1 = -0,1413$ , $a_2 = 0,001$	80 - 280	8,33 ( $T_m = \text{N.D.}$ , $T_a = 3\text{ °C}$ , $G_b = 1000\text{ W/m}^2$ )	0,555	N.D.	1771,78; $417^{(7)}$	20	N.D.	N.D.
<b>Whitestar Energy, W11-C</b>	N.D.	63,5	$\eta_o = 0,635$ , $a_1 = 0,6134$ , $a_2 = 0,0268$	142	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	20	N.D.	N.D.

Notas:

- (1) En la tabla se recoge la temperatura máxima de operación del sistema, o bien, en caso de disponer de la temperatura mínima de uso óptimo recomendado, resultado de su comparación con sistemas solares térmicos sin concentración, se muestra el intervalo de temperaturas de operación.
- (2) En el caso de los concentradores solares híbridos, la combinación de las potencias térmica y eléctrica máximas generadas se muestra desglosada como la suma de ambas. Esto es:  $\dot{Q}_{total} = \dot{Q}_t + \dot{Q}_{ehib}$ . La potencia térmica viene dada en  $KW_t$ , mientras que la potencia eléctrica en  $KW_e$ . En los casos en los que esté disponible, la información aportada se completa con la temperatura media de operación a la que se alcanza la potencia máxima, y el nivel de radiación solar directa incidente.
- (3) Se muestra la potencia que rinde el concentrador solar, por  $m^2$  de superficie de apertura. Se procede de forma análoga a la nota 2, para poder incluir así las características de los captadores solares híbridos.
- (4) Esta columna indica la potencia eléctrica máxima que puede obtenerse a la salida de la instalación, dado que una de las mayores aplicaciones para este tipo de dispositivos es la generación de potencia eléctrica, ya sea en estaciones conectadas a la red, o de manera distribuida. En módulos fotovoltaicos o híbridos este parámetro coincide o resulta muy similar al ya mostrado en otra columna anterior. Sin embargo, instalaciones termosolares, la producción eléctrica se verá sensiblemente mermada debido a la inclusión de los rendimientos mecánico y eléctrico dados en la turbina y el generador del bloque de potencia. De nuevo, se ha buscado que el estudio llevado a cabo sea lo más completo posible concretando, cuando sea posible, la temperatura del fluido térmico y los niveles de radiación a la que la potencia fue obtenida.
- (5) De nuevo, cuando quepa la posibilidad, se completan los datos con la temperatura de operación del fluido térmico en el interior del receptor, la radiación solar incidente, y la localización donde se han obtenidos los resultados.
- (6) Almacenamiento en lecho compacto de grava.
- (7)  $kWh_e/m^2\cdot\text{año}$
- (8) Sistema de almacenamiento directo en sales fundidas
- (9) Los valores de los coeficientes de la curva característica del colector fueron obtenidos para el caso de un receptor con tubo evacuado y revestimiento selectivo Cermet. Sin embargo, dichos coeficientes varían según las características del receptor que monte el módulo, según la combinación del tipo de tubo (evacuado o atmosférico) y de recubrimiento selectivo (cromo negro o Cermet).



- (10) Los rangos de valores dados responden a la inclusión de los efectos de borde. El límite inferior de dichos intervalos de valores corresponden a módulos posicionados al final de la fila, mientras que los límites superiores son medidas obtenidas para un módulo situado en el centro de la fila o SCA.
- (11) En instalaciones de 50 MW de capacidad instalada.
- (12) Tanques de almacenamiento con sales fundidas.
- (13) Valor referido a superficie de campo solar, con lo que  $\text{kWh}_t/\text{m}^2_{\text{campo solar}} \cdot \text{año}$
- (14) Combinación de potencias térmica y eléctrica. ( $\text{kW}_{t+e}$ )
- (15) Combinación de potencias térmica y eléctrica ( $\text{kW}_{t+e}/\text{m}^2$ )
- (16) Con receptor en configuración exclusivamente térmica cada módulo Menova PS-35 es capaz de extraer 21  $\text{KW}_t$ , mientras que con receptor fotovoltaico la potencia asciende a 6,5  $\text{kW}_e/\text{módulo}$ . En el caso del concentrador PS.140, se alcanzan potencias de 85  $\text{KW}_t$  y 26  $\text{KW}_e$ , respectivamente.
- (17) Referido a  $\text{kWh}_t/\text{módulo} \cdot \text{año}$
- (18) Añadiendo capa externa antirreflectante, eficiencia óptica del 80%.
- (19)  $\text{KW}_e$
- (20)  $\text{kW}_e/\text{SCA}$
- (21)  $\text{kW}_e/\text{m}^2_{\text{campo solar}}$
- (22) Almacenamiento en forma de energía eléctrica (baterías).

## 9.4.2 Condiciones de operatividad

Tabla 9.11. Condiciones de operatividad

Fabricante, modelo	Radiación absorbida	T estancamiento (°C)	Ta (°C)	Capacidad instalada aplicable ( $\text{MW}_t$ )	Pendiente máxima (°)	V <sub>viento</sub> (en operación) [m/s]	V <sub>viento</sub> (posición supervivencia) [m/s]
Aalborg CSP, N.D.	Directa	N.D.	N.D.	> 10 , 0,25- 10 <sup>(1)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.
Abengoa, PT-2	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	35,8
Absolicon; T10, MT10 y X10 PVT	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
AIRA termosolar, N.D.	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	> 19,44	N.D.
Airlight Energy, N.D.	Directa	N.D.	[-10, 45]	10 - 300, 50 - 100 <sup>(1)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.
Albisa Solar, AT 150	Directa	N.D.	N.D.	10 - 200	N.D.	14	40
Alpha-E, AT 350	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	35,7 (AT 350), 35 (AT 800)
AM-Brain, N.D.	Directa	525	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Areva Solar, N.D.	Directa	N.D.	N.D.	>50, 1-5 <sup>(1)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.
BBEnergy, N.D.	Directa	N.D.	N.D.	0,150 - 3,5	N.D.	N.D.	N.D.
Button Energy, PARASOL	Directa	600	N.D.	N.D.	30	N.D.	N.D.
Chromasun, MCT	Directa	N.D.	N.D.	0,1 - 40	N.D.	N.D.	N.D.
Cogenra, T14	Directa	N.D.	N.D.	0,1 - 1 <sup>(1)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.
Cogenra; SunBase 1.0, SunDeck 1.0, SunDeck PVT 2.0	Directa	N.D.	N.D.	0,1 - 0,3	N.D.	N.D.	N.D.
Consorcio europeo, Eurotrough	Directa	N.D.	N.D.	>50 <sup>(1)</sup>	1,72	14 - 15	38 - 40
Crale Energy, SDFC15, SDFC18, SDFC4 y SIFC8	Directa	N.D.	-30	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
DLR, Fix Focus Trough	Directa	N.D.	N.D.	0,01 - 10	N.D.	N.D.	N.D.
Dr. Vetter, Itcollect	Directa	250 <sup>(2)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Elianto, N.D.	Directa	N.D.	N.D.	1 - 10 <sup>(1)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.
ENEA, N.D.	Directa	N.D.	N.D.	20 - 100	N.D.	14	33
Erfis, Erfitrough	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	1,72	18,06 (ráfagas de 5 s)	40,28 (ráfagas de 5 s)



Feranova, FRT-1C10, FRT-1C20	Directa	N.D.	N.D.	>0,75 (industrias), >10 <sup>(1)</sup> (centrales)	N.D.	N.D.	N.D.
Glax Tech, ThermeX	Directa	N.D.	N.D.	0,5 - 10	N.D.	N.D.	N.D.
Global CSP, MK II y III	Directa	N.D.	N.D.	0,075 - 1	N.D.	N.D.	N.D.
Global CSP, MK 5	Directa	N.D.	N.D.	0,075 - 5	N.D.	N.D.	N.D.
Gossamer, 3M; LAT 73	Directa	N.D.	[-40, 65]	> 100	N.D.	N.D.	N.D.
Greenera Energy, SG1000	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	0	N.D.	40,28
Helioclim, N.D.	Directa	N.D.	N.D.	0,100 - 1	N.D.	N.D.	N.D.
Heliodynamics, HD7.c	Directa	N.D.	[-20, 45]	N.D.	N.D.	64	N.D.
Heliodynamics, HD 10 y HD 16	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	< 60	N.D.
Industrial Solar Thermal Solutions, LF-11	Directa	N.D.	N.D.	0,5 - 20	N.D.	27,8	50
INERSUR, N.D.	Directa	N.D.	N.D.	0,500 - 10	N.D.	N.D.	N.D.
Inventive Power, Power Trough 110	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	58,3
Millennium Energy Systems, Milenio	Directa	N.D.	N.D.	> 0,500	N.D.	N.D.	N.D.
Millionsun Energy, CSPT-L	Directa	260	N.D.	N.D.	Sin pendiente	N.D.	N.D.
Mithras, Lumen 2.3	Directa	N.D.	N.D.	0,5 - 5 <sup>(1)</sup>	1,72	19,44	40,28
Mithras, Lumen 8.4	Directa	N.D.	N.D.	> 0,5 <sup>(1)</sup>	N.D.	18,05	40,28
Mulk Enpar, N.D. (CCP)	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	20,11	38
Nep Solar AG, PolyTrough 1200 y 1800	Directa	N.D.	-30	0,250 - 5 (estándar), 0,2 - 10 (bajo pedido)	N.D.	N.D.	N.D.
PerSolar, TLC-1000	Directa	N.D.	-50	N.D.	N.D.	27,779	44,444
Protarget, N.D.	Directa	N.D.	[-20,60]	1-8 (estándar), 0,25 - 30 (bajo pedido)	3 (modelo actual), 10 (nueva versión)	18	38 (ráfagas de 3 s)
Pyron Solar, Power Reef	Directa	N.D.	N.D.	≥ 0,1 <sup>(1)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.
Rackam, S10 y S20	Directa	N.D.	[-40, 50]	≥ 0,2	N.D.	19,44	46,95
Royal Tech CSP, Royal Trough	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	14,3	39,5
SBP, Ultimate Trough	Directa	N.D.	N.D.	100 - 400 <sup>(1)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.
SENER, Senertrough	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	33
SkyFuel, Skytrough	Directa	N.D.	[-10, 49]	N.D.	2,3	17,8 (ráfaga de 3 s), 11,11 (carga mantenida)	37,5 (ráfaga de 3 s de duración)
SLT Energy LTD, SOL Yatna CSP	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	27,8
Solar Power Group, Fresdemo	Directa	N.D.	N.D.	>50, > 10 <sup>(1)</sup>	N.D.	N.D.	N.D.
Solargenix, SGX-1	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	33
Solarlite, SL 4600	Directa	N.D.	N.D.	1 - 200, 0,5 - 50 <sup>(1)</sup>	N.D.	14,17	35,28
Solarmirrortec, SMT-8	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	27,78
Solel Solar Systems, LS-3	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	≥ 40,2
Solitem, PTC 1800	Directa	N.D.	N.D.	0,1 - 10	N.D.	N.D.	N.D.
Soltigua, PTM	Directa	N.D.	[-10, 50]	0,03 - 10	N.D.	21,38 - 25,83 (módulo en azotea h<10 m), 24,44 - 29,44 (módulo en terreno)	N.D.
Soltigua, FTM	Directa	N.D.	[-10, 50]	0,03 - 10	N.D.	N.D.	N.D.
Soltigua, FLT	Directa	N.D.	N.D.	0,1 - 10	N.D.	N.D.	N.D.
Sopogy, SopoFlare	Directa	N.D.	[-10, 50]	0,25 - 20 (estándar), < 50	N.D.	30,67	47,19
Sopogy; SopoNova y SopoHelios	Directa	N.D.	[-10, 50]	0,25 - 20 (estándar), < 50	N.D.	15	46,95
Sopogy, SopoTitan	Directa	N.D.	[-10, 50]	0,25 - 20 (estándar), < 50	N.D.	15	46,67
SRB Energy, UHV	Directa	316	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.

<b>SunOyster Systems, N.D.</b>	Directa	N.D.	[-40, 60]	N.D.	Sin pendiente	13,89	41,67
<b>Suntrak Synergy, N.D.</b>	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	15,28	33,33
<b>Tecnología Solar Concentradora, CCStar</b>	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	16,7	N.D.	N.D.
<b>Termopower, TCP 150 y TCP 200</b>	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	15	33,3
<b>Trivelli Energy, SolarWing Evo</b>	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	19,44	41,67
<b>TSk Flagsol, Skal-ET</b>	Directa	N.D.	N.D.	> 50 <sup>(1)</sup>	N.D.	N.D.	31,5
<b>TSk Flagsol, HelioTrough</b>	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	20 (ráfaga de 3 s), 7 (carga mantenida)	45
<b>Ultra Conserve, OptiTrough 300</b>	Directa	N.D.	N.D.	0,1 - 0,5	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Univ. Nacional de Australia, CHAPS doméstico y largo</b>	Directa	N.D.	N.D.	N.D.	20	N.D.	N.D.
<b>Vicot Air conditioning, N.D.</b>	Directa	N.D.	[-30, 55]	0,1 - 1 MW	N.D.	13,889	32,5

Notas:

(1) MWe

(2) Autolimitado electrónicamente

### 9.4.3 Costes

Tabla 9.12. Tabla complementaria de costes

Fabricante, módulo (año)	Estructura (€/m <sup>2</sup> )	Espejos (€/m <sup>2</sup> )	HCE (€/m <sup>2</sup> )	Sistema de seguimiento (€/m <sup>2</sup> )	Costes de instalación (€/m <sup>2</sup> )	Costes total de inversión (€/m <sup>2</sup> )
<b>Abengoa, PT-2 (2003)</b>	52,31	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Absolicon, T10 y X10 (modo térmico (2012))</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	129	854-928 (para 500 - 10000 m <sup>2</sup> ) <sup>(1)</sup>
<b>Eurotrough (2002)</b>	58	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>ENEA, N.D. (2003)</b>	54,6	40,9	41,4	21,9 - 66	N.D.	N.D.
<b>IST, PT1 (2000-2001)</b>	48	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Industrial Solar Thermal Solutions, LF-11 (2015)</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	146	N.D.
<b>Nep Solar, PolyTrough 1800 (2015)</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	112	642-802 (A <sub>ap</sub> ∈ [500, 10000] m <sup>2</sup> ) <sup>(1)</sup>
<b>Solargenix, SGX-1 (2005)</b>	N.D.	N.D.	24,1	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Solel, LS-2 (2003)</b>	58	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>Solel, LS-3 (2003)</b>	66	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
<b>SunOyster Systems, N.D. (2014 – 2015)</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	> 375 (transporte + instalación)	> 1000
<b>TSC, CCStar (2014)</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	119	790 – 859 (A <sub>ap</sub> ∈ [500, 10000] m <sup>2</sup> ) <sup>(1)</sup>
<b>Trivelli Energy, SolarWing Evo (2015)</b>	N.D.	N.D.	N.D.	160	N.D.	N.D.
<b>ANU, CHAPS largo (2005)</b>	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	235	N.D.

Notas:

(1) El coste/m<sup>2</sup> es decreciente con los m<sup>2</sup>.

(2) Sistema de seguimiento: 645 €. Sistema eléctrico de accionamiento: 675 €.

### 9.4.4 Gráficas análisis comparativo

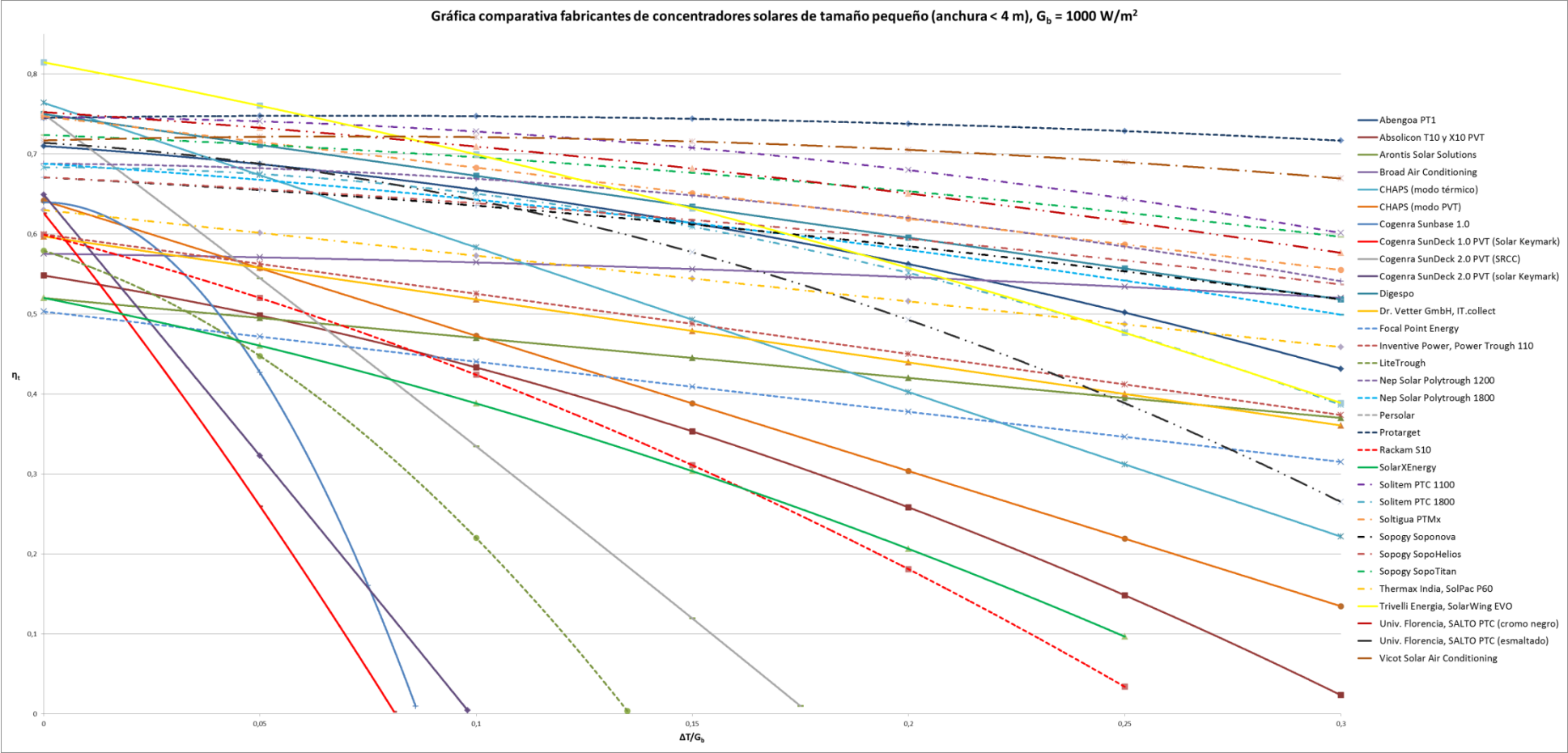


Figura 9.1. Representación curva de eficiencia térmica captadores CCP de anchura  $D < 4 \text{ m}$

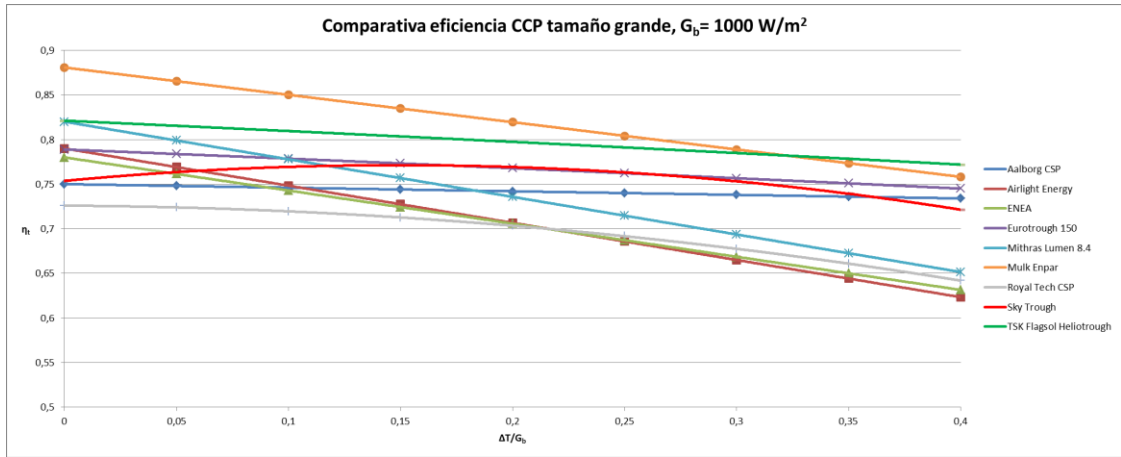


Figura 9.2. Curvas de eficiencia térmica CCP gran escala

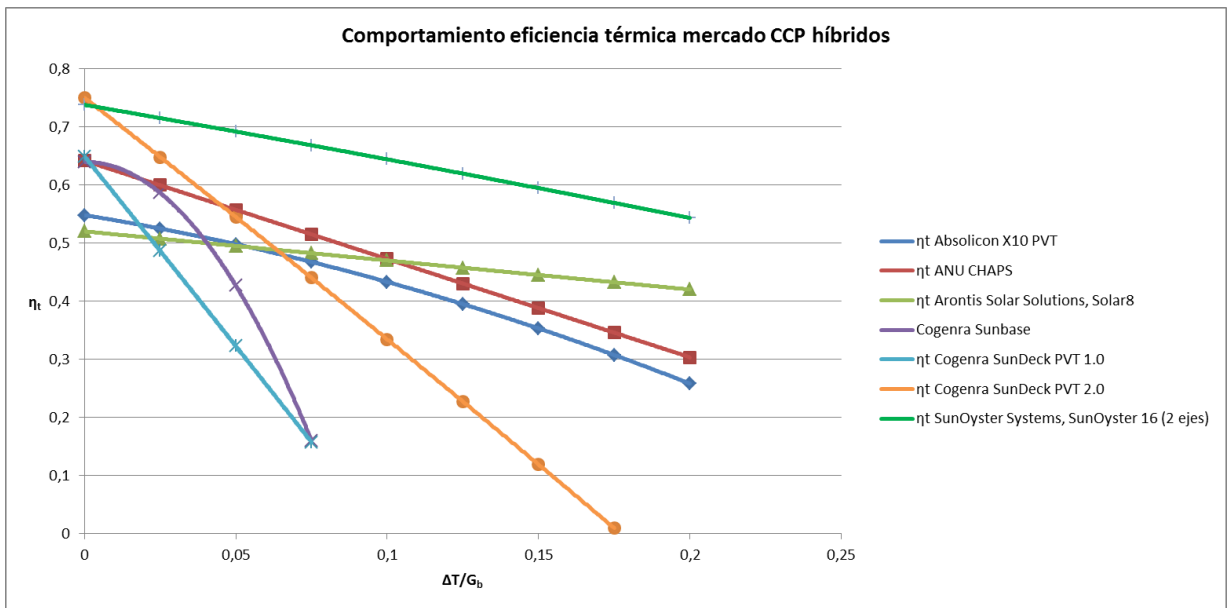


Figura 9.3. Curvas de eficiencia CCP híbridos

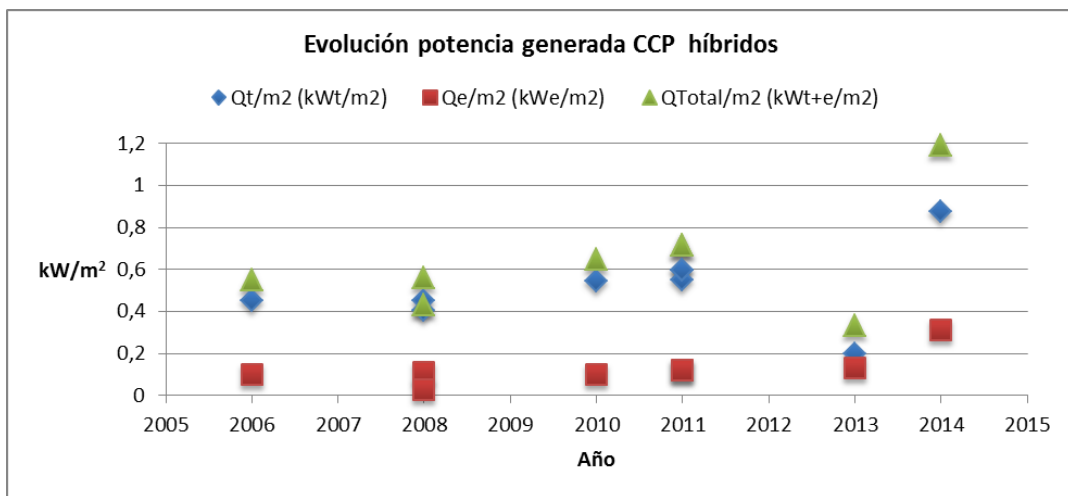


Figura 9.4. Desarrollo tecnológico CCP híbridos