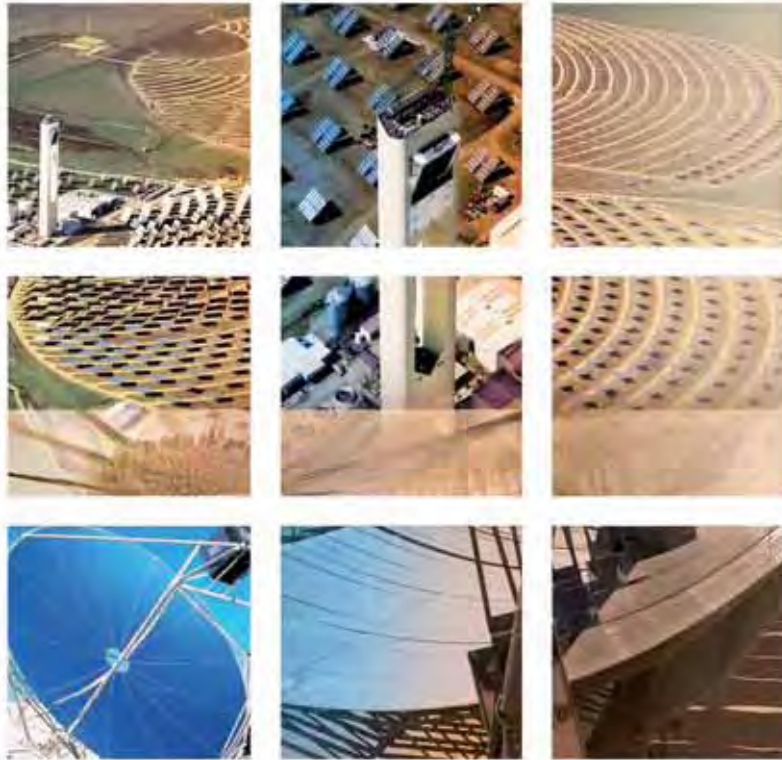
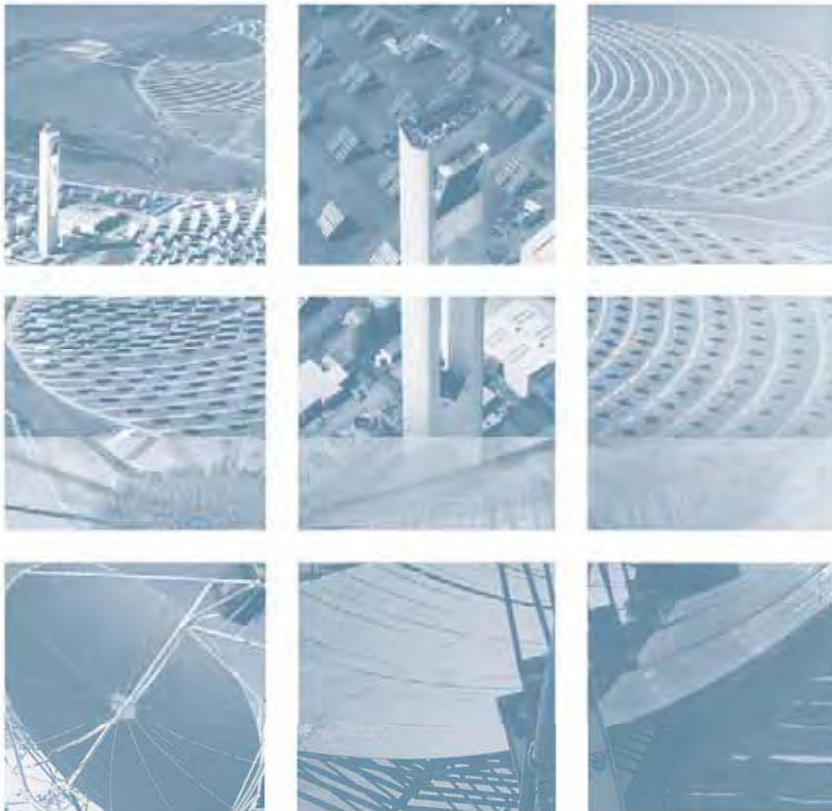


# La electricidad solar térmica, tan lejos, tan cerca



**Valeriano Ruiz Hernández (Director)**  
**Manuel A. Silva Pérez**  
**Isidoro Lillo Bravo**

## La electricidad solar térmica, tan lejos, tan cerca



## Guías técnicas de energía y medio ambiente

---

15. La electricidad solar térmica, tan lejos, tan cerca

### Autores

---

Valeriano Ruiz Hernández (Director)

Manuel A. Silva Pérez

Isidoro Lillo Bravo

### Edita

---

#### **Fundación Gas Natural**

Plaça del Gas, 1

Edificio C, 3.ª planta

08003-Barcelona, España

Teléfono: 93 402 59 00 Fax: 93 402 59 18

[www.fundaciongasnatural.org](http://www.fundaciongasnatural.org)

1.ª edición, 2009

ISBN: 978-84-613-0406-6

Depósito legal: GI-188-2009

Impreso en España

*A nuestras familias*





# Índice

<b>Prólogo</b> de D. Pedro-A. Fábregas.....	5
<b>Presentación</b> de Dña. Isabel de Haro.....	9
<b>Introducción</b> .....	13
1. Energía y medio ambiente.....	14
2. El sistema energético .....	19
3. La energía del futuro.....	31
4. El contenido del libro .....	32
<b>1. Las tecnologías solares de generación de electricidad</b> .....	33
1. Energía solar fotovoltaica.....	35
2. Energía solar termoeléctrica.....	40
2.1. Descripción general.....	40
2.2. Canales parabólicos.....	52
2.3. Sistemas de receptor central.....	70
2.4. Sistemas de disco parabólico.....	81
2.5. Sistemas de concentradores lineales de Fresnel .....	88
2.6. Otros dispositivos especiales.....	90
3. Resumen del capítulo .....	91
<b>2. El contexto histórico, económico, político y legal</b> .....	93
1. Evolución histórica reciente.....	93
2. Política y legislación sectorial.....	105
3. Análisis DAFO del sector.....	113
4. Perspectivas y propuestas de futuro.....	119
<b>3. Las empresas y los proyectos</b> .....	123
1. La situación empresarial del sector en España.....	123
2. Plantas en operación.....	125
3. El futuro inmediato.....	144
4. Resumen del capítulo .....	151
<b>4. La hibridación y el almacenamiento</b> .....	153
1. La hibridación .....	154
2. El almacenamiento.....	155
3. Las perspectivas de futuro.....	159
4. El concepto de planta “energéticamente óptima” .....	161
5. Dos soluciones inmediatas.....	164

<b>5. Conclusiones</b> .....	169
<b>Anexo 1</b> .....	175
1. Bibliografía .....	175
2. Páginas web de interés.....	178
<b>Anexo 2</b> .....	179
1. Glosario de términos.....	179
2. Unidades de energía.....	191



## Prólogo

La realidad y evolución de los sistemas energéticos globales, están progresivamente condicionados, por diferentes elementos de una relevante complejidad: los precios, la disponibilidad de las energías, las reservas disponibles, los problemas de contaminación local, o de emisiones de gases de efecto invernadero, los residuos, etc. Sin embargo, los requerimientos energéticos mundiales siguen creciendo de forma relevante, tanto por la evolución de los países desarrollados, como por el progresivo y acelerado avance de los países en vías de desarrollo, creando un marco de necesidades, que aunque la crisis económica pueda matizar durante un periodo de tiempo, más o menos largo, puede retomar en un futuro un devenir de creciente complejidad.

En este contexto las posibilidades de desarrollar nuevos elementos, tanto desde la mejora de la eficiencia energética como de avances tecnológicos y aportaciones de las energías renovables, es realmente importante; y además para los tiempos de transición de unos modelos energéticos a otros, las tecnologías que permiten la hibridación de energías son claramente necesarias.

Es desde estas perspectivas, que la publicación de un libro que permitiese hacer un estado de la situación de la electricidad solar térmica, y principalmente de las Centrales Eléctricas Termosolares, parecía interesante y de una gran oportunidad.

Pero, es que adicionalmente en España están algunos de los ejemplos más relevantes de la tecnología, tanto en instalaciones, como en técnicos, y también en empresas dedicadas, así como en formación especializada, estando entre los primeros países del mundo en estos avances y su implantación real.



Por otra parte, el poder contar con Valeriano Ruíz, personaje absolutamente troncal en esta temática como coordinador del volumen, así como el equipo formado por Manuel Silva e Isidoro Lillo, nos acabó de convencer del interés y de la oportunidad de realizar una publicación de este tipo, dado que se podía asegurar un nivel, un rigor y una exposición adecuada, no de los últimos, sino de los ultimísimos avances en la tecnología, sus posibilidades, y su aplicación real.

El libro presenta en un amplio abanico tanto las diferentes tecnologías de concentración de la radiación solar con la finalidad de generación de electricidad, como el entorno político y legal que ha hecho posible su desarrollo.

Es relevante la aportación de un análisis DAFO (Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades) de la generación de electricidad con energía solar de alta temperatura, que permite profundizar en las ventajas, pero también en los problemas de la tecnología, permitiendo la creación de una opinión estructurada al lector, desde la suave mezcla de elementos como: la disponibilidad del recurso solar, los requerimientos de terrenos, el liderazgo de empresas españolas en el sector, los recursos hídricos limitados, o el muy alto nivel en la formación de técnicos y expertos, el no agotamiento ni efectos negativos en el medio del recurso solar, etc.

La presentación de empresas y proyectos concretos, permite el siempre difícil paso de la teoría a la práctica, con la descripción de plantas en funcionamiento, y en proyecto, en diferentes lugares. Debemos aquí expresar nuestro agradecimiento a las empresas que han permitido la descripción de sus instalaciones, lo que permite una visión realista y actualizada de la situación de la tecnología, en la práctica de las instalaciones industriales.

Los problemas de hibridación y almacenamiento también son abordados con un cierto detenimiento, por su relevancia para consolidar el funcionamiento operativo de una tecnología. Una central para ser realmente útil ha de estar disponible para el sistema, haga o no haga sol, por tanto el diálogo entre energías debe estudiarse y resolverse, y en este contexto, las posibilidades de hibridación en las Centrales Eléctricas Termosolares, del sol con el gas natural y con la biomasa son sencillamente fundamentales.

España ha realizado y está realizando un gran esfuerzo de desarrollo de las energías renovables, habiendo conseguido en algunos casos, posiciones de reconocido prestigio en el ámbito internacional, principalmente en energía eólica y en solar termoeléctrica.

En el caso solar la abundancia del recurso, conjuntamente con instalaciones pioneras como la Plataforma Solar de Almería, han permitido esta posición que plantea grandes retos, pero también grandes oportunidades de futuro. La publicación de este libro esperamos que realice una, quizás pequeña pero positiva, aportación al desarrollo de las inquietudes e iniciativas de futuro.

Como indica el autor: *“El sistema energético poco a poco va siendo modificado en el sentido correcto hacia mayores cuotas de rendimiento y menores de contaminación por unidad de consumo”*, esto implica dos objetivos, que en determinados casos pueden ser contradictorios, para disminuir los niveles de contaminación por unidad de consumo; la orientación debe ser hacia las energías renovables, pero para conseguir aumentar los diferentes rendimientos del sistema energético, la orientación es más a energías más concentradas y menos dispersas que las renovables. En definitiva, no es fácil encontrar la solución óptima desde todos los planteamientos. La generación de electricidad con energía solar de alta temperatura avanza en este camino.

Personalmente quiero agradecer a Valeriano Ruiz, su inmensa humanidad, aparte de sus vastos conocimientos y experiencia como investigador y como educador de infinidad de nuevas generaciones de ingenieros en la Universidad de Sevilla, todo ello con la amenidad y gracejo de un discurso realmente insuperable.

Agradecer también a Isabel de Haro, Secretaría General de Desarrollo Industrial y Energético de la Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa de la Junta de Andalucía, la presentación que ha realizado para el libro.

Esperamos que esta nueva publicación, aporte una perspectiva de reflexión que permita la puesta en marcha de nuevos enfoques y de nuevos elementos, al siempre complejo mundo de la mejora de la eficiencia de los procesos energéticos y de la progresiva reducción de los impactos en el medio ambiente.

Pedro-A Fábregas  
Director General  
Fundación Gas Natural



## **Presentación**

La electricidad solar termoelectrica está ya tan cerca, que la disfrutamos como una parte de la electricidad que estamos consumiendo ahora en España. Y esto ha sido posible gracias al trabajo de investigación, constancia y enfoque práctico de personas como Valeriano Ruiz. Sus aportaciones y la apuesta decisiva de empresas audaces, han permitido que el sueño de generar energía con el sol se vaya haciendo realidad.

Estamos asistiendo en la actualidad al comienzo del cambio del paradigma energético dominante, caracterizado por pautas de consumo despilfarradoras y basado mayoritariamente en combustibles fósiles. Las renovables aparecen como una alternativa real. Poco a poco van superando reticencias y demostrando que son las fuentes energéticas que realmente pueden responder a los retos que afronta el mundo en materia de energía.

Y en esa respuesta brilla la termoelectrica, que aparece como la gran novedad en el panorama energético. La posibilidad de potencias más elevadas que otras tecnologías, su mayor número de horas de funcionamiento y su mejor adaptabilidad a la curva de demanda eléctrica, la califican como el gran paso adelante de las tecnologías renovables.

Hacía falta un libro sobre el estado del arte de esta tecnología energética. Este, ameno e interesante, narra su historia, mágicamente relacionada con Almería: la curiosidad de un ingeniero almeriense investigador en los años cuarenta en la antigua URSS, y, mucho más determinante, la investigación básica que permitió su aplicación práctica desarrollada en la Plataforma Solar, sita en Tabernas. Y también nos ilustra sobre los distintos aspectos tecnológicos de interés, las empresas involucradas y los proyectos en curso y de futuro.

Va a interesar a todo tipo de público preocupado por nuestro futuro energético porque combina las explicaciones básicas con afán pedagógico, con las profundidades termodinámicas y comprometidas opiniones personales. En todo se reconoce muy bien la personalidad del autor.

Además describe de manera asequible los retos planteados y la necesidad de mejorar en la programabilidad de estas plantas, de manera que consigan un estatus en pie de igualdad con el resto de tecnologías convencionales. La hibridación, con gas o biomasa, se presentan como respuesta y en el libro se apuesta en especial por la combinación de renovables.

En la actualidad existen en el mundo 500 MW instalados de generación termoeléctrica, de los que los primeros en Europa son los 61 actualmente funcionando en Andalucía, los cuales incorporan las últimas novedades tecnológicas y están generando grandes expectativas en el entorno especializado.

En todo este camino, la labor de Valeriano Ruiz ha sido determinante. Como Catedrático de Termodinámica, en la participación de la investigación que ha permitido los avances, como presidente de Protermosolar (la asociación de empresas del sector termoeléctrico) ayudando a resolver problemas regulatorios, y ahora como presidente del Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables de Andalucía apoyando la I+D que conformará el futuro.

Las energías renovables son un sector con un gran protagonismo de la I+D. Por un lado están en los albores de su implantación práctica, además su dinamismo y capacidad para resolver los problemas planteados mediante innovación e ingenio han sido muy destacables. En el libro se comentan varios ejemplos de esto último.

Es muy evidente que son la energía del futuro. Y las personas que trabajamos en este campo lo sabemos.

Isabel de Haro Aramberri

Secretaria General de Desarrollo Industrial y Energético  
Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa  
Junta de Andalucía

Presidenta de la Agencia Andaluza de la Energía





# Introducción

*Por entre unas matas, seguido de perros,  
–no diré corría– ,volaba un conejo.  
De su madriguera salió un compañero y le dijo:  
«Tente, amigo, ¿qué es esto?».  
«¿Qué ha de ser? –responde–;  
sin aliento llego...  
dos pícaros galgos me vienen siguiendo.»  
«Sí, por allí los veo.  
Pero no son galgos.»  
«Pues ¿qué son?»  
«Podencos.»  
«¿Qué? ¿Podencos dices?»  
«Sí, como mi abuelo.»  
«Galgos y muy galgos, bien vistos los tengo.»  
«Son podencos, vaya, que no entiendes de eso.»  
«Son galgos, te digo.»  
«Digo que podencos.»  
En esta disputa, llegando los perros  
pillan descuidados a mis dos conejos.*

*Los que por cuestiones de poco momento  
dejan lo que importa, llévense el ejemplo.*

Esta preciosa fábula de Tomás de Iriarte me parece lo más adecuado para empezar este libro cuyo tema de fondo es la irresponsabilidad de los seres humanos en un momento en el que se halla en riesgo la existencia de la vida misma sobre el planeta Tierra, y nos empeñamos en discutir si hay o no cambio climático sin valorar, tampoco, otros efectos de la contaminación global que nos envuelve.



# 1. Energía y medio ambiente

La más importante tarea colectiva concreta que debería tener la sociedad humana actual es muy clara y sencilla: *disminuir radicalmente la cantidad de combustiones de sustancias fósiles que contengan carbono*. Y no esperar a ver si son «galgos o podencos».

La razón fundamental para acometer urgentemente esta tarea es ya conocida por muchos: esas combustiones son la causa principal de la emisión de los llamados gases de efecto invernadero (GEI), origen claro del cambio climático que está modificando la vida en el planeta Tierra, que es, al fin y al cabo, la única nave espacial en la que vivimos todos los seres humanos y otros animales y plantas.

Teniendo en cuenta que las citadas combustiones aportan un 67% de la energía primaria de la que se abastece el sistema energético actual, es obvio que tenemos que estudiar a fondo la forma de conseguir su disminución. Pero no es este el único problema relacionado con el sistema energético que nos debe preocupar, también la limitación de los recursos tradicionales agotables (carbón, petróleo, gas natural y uranio) debe estar en nuestra mente.

La escasez de los recursos era el hecho que se presentaba como más grave en la década del setenta del pasado siglo XX. Y, en efecto, esa circunstancia es la causante de la variabilidad de los precios de los combustibles fósiles, representados por el petróleo, que, a mediados del 2008, costaba 150 dólares el barril y a principios del 2009 había bajado a tan solo 50 dólares; y, ¿quién sabe a cuánto estará en uno o dos meses? Lo que no cabe duda es que el petróleo está llegando –si no lo ha hecho ya– al punto en que se consume más que lo que se descubre y, por tanto, a partir de ese momento empiezan a disminuir sus reservas. Pero, además, esto está ocurriendo en un momento en que al consumo



Fuente: Archivo.

ya exagerado de la sociedad opulenta en la que estamos incluidos los europeos, se ha sumado de manera acelerada el de los países emergentes como China (1.300 millones de personas), India (1.100 millones), Indonesia (240 millones) y Brasil (180 millones), con lo cual el proceso de decrecimiento de la disponibilidad de petróleo se acelera.

A la capacidad limitada de los recursos energéticos de origen fósil ha venido a sumarse, de manera un poco sorprendente para algunos, otro fenómeno aún más preocupante como es el cambio climático, ya evidente y certificado por quienes pueden hacerlo: los especialistas en clima agrupados en organizaciones internacionales (Organización Meteorológica Mundial y Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente) a través de un organismo creado al efecto, el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC).

Este segundo factor determinante de la crisis del sector energético apareció de forma patente en el año 1992 con ocasión de la reunión internacional de Río de Janeiro. Y el paso del tiempo ha consolidado las percepciones que se tenían entonces. El último informe emitido por el IPCC –el cuarto– confirma las circunstancias más sobresalientes del citado cambio climático:

Los cambios en la cantidad de gases de efecto invernadero y de aerosoles, en la radiación solar y en las propiedades de la superficie terrestre, alteran el balance de energía del sistema climático. Estos cambios se expresan en términos de «forzamiento radiativo» que se usa para comparar cómo los rangos de factores humanos y naturales dirigen las influencias de calentamiento o enfriamiento en el cambio climático. Desde el tercer Informe, nuevas observaciones y modelos relacionados de gases de efecto invernadero, actividad solar, propiedades de la superficie terrestre y algunos aspectos de los aerosoles han llevado a una mejora en la estimación del forzamiento radiativo.

(IPPC, 2007)

En definitiva, no pueden haber más pretextos y ha llegado el momento en el que no es posible dilatar más tiempo las acciones de mitigación del cambio climático –ni de adaptación a él–, lo cual supone, entre otras medidas urgentes, frenar el consumo excesivo de materias escasas que son difíciles, por no decir imposibles, de reemplazar. Lamentablemente, llevamos ya treinta años discutiendo si son galgos o podencos, y pillaran descuidados a los dos conejos que siguen discutiendo.

El célebre informe *Los límites del crecimiento* que el Club de Roma encargó en 1972 al equipo Meadows (Meadows, 1972) y la posterior crisis geopolítica originada un año después por la guerra árabe-israelí del Yom Kippur hicieron que, por primera vez, se tomara conciencia de la finitud de los recursos energéticos convencionales, sobre todo

del petróleo. El paso del tiempo y la vuelta a precios del petróleo más razonables que los de aquella época hizo olvidar la evidencia. Aunque no a todos ni del todo. De nuevo se está volviendo a aquella preocupación, sobre todo por la incorporación de China, India e Indonesia al consumo creciente de petróleo, con lo cual el recurso combustible del que se ha alimentado preferentemente el desarrollismo irresponsable al que hemos llegado ha entrado ya en una aceleración de los precios y del agotamiento que es imparable.

Más recientemente, ha sido un político americano, el Sr. Al Gore, el que ha desencadenado una toma de conciencia masiva en todo el mundo a través de su famosa película y el libro del mismo título *Una verdad incómoda* (Gore, 2007), que ha merecido un Oscar y el premio Nobel de la Paz compartido con el grupo IPCC. Aunque algunos consideran que quien merecía el premio eran los científicos en exclusiva y no Al Gore, a nosotros nos parece sugerente que lo hayan compartido, sobre todo porque los conocimientos científicos requieren una buena difusión para que aumente su utilidad y no cabe duda de que en el caso al que nos estamos refiriendo la labor de difusión de Al Gore ha dado la adecuada relevancia a los hechos estudiados con tanta dificultad y eficiencia por el IPCC.

En definitiva, la humanidad tiene un problema muy grave de consecuencias todavía no bien comprendidas por todos. En lo que se refiere a la intención de este libro, lo que nos importa es que la causa más significativa de este problema se halla en un sistema energético que ha beneficiado, y sigue haciéndolo, solo a una parte del conjunto de los seres humanos, mientras que otros muchos se encuentran en la indigencia más absoluta y van a sufrir mucho más las consecuencias que los principales causantes del problema.

La principal causa del agotamiento de los recursos energéticos de origen fósil es el exceso de consumo de energía primaria, consecuencia a su vez de un bajísimo rendimiento global del sistema (Ayres, 1992). Solo es necesario saber que el rendimiento global (energía final realmente consumida dividida por la energía primaria empleada) es inferior al 3%. Y no es una errata. Si alguien piensa que es una exageración puede acudir al trabajo del Dr. Ayres e informarse bien de sus cálculos, pero también puede encontrar en su entorno inmediato concreciones muy claras cuyo análisis más generalizado lleva a visualizar, a ese nivel, cual es la pauta para la búsqueda de soluciones.

Solo pondremos dos ejemplos, aunque hay muchos más que cualquier persona puede buscar en su propio entorno energético. Cuando un ciudadano de un país como España, residente en el área metropolitana de una gran ciudad, se desplaza de su casa al trabajo y viceversa, lo hace habitualmente solo en su automóvil, cuyo peso puede ser aproximadamente de unos 1.000 kg; el rendimiento (potencia mecánica en las ruedas dividido por el consumo de combustible por unidad de tiempo) es del orden del 20% (incluso hemos exagerado un poco; en realidad es menor). Pero el objetivo energético real de esa persona es desplazar los 80 kilos –o los que sean– propios, es decir, el efecto energético final que se obtiene y lo que se pretende realmente es ese desplazamiento de 80 kg y no el del vehículo que siempre le acompaña. Por lo tanto, el rendimiento final

del proceso de traslado de esa persona a su lugar de trabajo se obtiene dividiendo el citado 20% por 1.080 y multiplicando por 80. Resultado, 1,48 que podemos redondear a 1,5%. A la vista de este resultado se comprende fácilmente que el problema energético desde la perspectiva de la escasez de combustibles fósiles y de la emisión de GEI solo tiene arreglo mejorando sustancialmente ese rendimiento.

Si observamos a nuestro alrededor y calculamos las cifras de todos los casos que se nos ocurran comprobaremos que el 3% referido con anterioridad no era exagerado. A todo ello, hay que añadir que no hemos tenido en cuenta cómo ha llegado (en el sentido de consumo de energía adicional) la gasolina o el gasóleo al depósito del vehículo desde la extracción, es decir, no se han tenido en cuenta el transporte y el tratamiento del petróleo crudo en la refinería correspondiente. Tampoco hemos considerado el transporte de la gasolina o el gasóleo a la estación de servicio y el bombeo hasta el depósito del coche. No digamos si el motor del vehículo en cuestión no funciona todo lo bien que debiera. En una palabra, que en el sector más importante en cuanto a consumo de combustibles y donde se genera la mayor cantidad de gases de efecto invernadero, más del 98% de la energía disponible se termina vertiendo a la atmósfera en diferentes formas.

El otro ejemplo hace referencia a la conservación de los alimentos por refrigeración. Se consigue mayoritariamente mediante el empleo de dispositivos de producción de frío con equipos de compresión alimentados por electricidad: es decir, los frigoríficos y congeladores habituales en nuestros hogares. Es bueno saber que la electricidad que hace funcionar los frigoríficos y congeladores se genera en centrales de todo tipo, pero mayormente procede de recursos fósiles en un 62% de media en España y en un 67% en el mundo, lo cual genera gases de efecto invernadero en cantidades variadas dependiendo del combustible (en el caso de una central de carbón por cada kWh se emite un kilo de CO<sub>2</sub>). Si a esto se suma el sistema centralizado que actualmente predomina,



*Fuente: Archivo.*

el rendimiento es del orden del 33% desde el tratamiento del carbón en la central hasta la electricidad puesta en «barras de central».

Pero no debemos olvidar, como en el caso antes citado de los otros combustibles, que el carbón puede venir –en España es así mayoritariamente– de una mina de carbón a cielo abierto en Sudáfrica, Colombia, o cualquier otro remoto lugar. El carbón hay que extraerlo y transportarlo en grandes camiones al puerto correspondiente donde se embarca para el puerto español en el que se encuentre situada la central. Asimismo, la electricidad generada también suele hacer un largo viaje desde la central hasta nuestras casas; eso sí a mucha más velocidad que el transporte del carbón. En todos estos «viajes» hay pérdidas, además de contaminación e impacto visual y de otros tipos.

Aun teniendo en cuenta todos estos factores de pérdida de rendimiento hasta que la electricidad llega a nuestras viviendas, no es eso lo más importante. Tampoco lo es el rendimiento energético de la producción del frío necesario en la máquina de compresión para conseguir el efecto deseado. Lo peor del asunto es el tiempo que suele transcurrir desde que un alimento determinado se produce en el campo, pasa por la cadena de congelación, transporte y mantenimiento en el supermercado, consumiendo frío en todos los procesos, además de gasolina o gasóleo en el transporte a través de grandes distancias.

Pensemos en el proceso en su globalidad y en el rendimiento total teniendo en cuenta todas las circunstancias. Y, con todo, la electricidad en España cuesta –todo incluido– a un usuario normal unos 14 céntimos de euro el kWh, con lo cual el consumo medio diario le cuesta a una familia tipo española poco más de un euro; lo mismo que una caña de cerveza.

Por lo que respecta al cambio climático, la toma de conciencia que supuso la Conferencia de Río ha originado al fin, en etapas sucesivas, el compromiso –liviano todavía– que supone el Protocolo de Kioto, que, con sus luces y sus sombras, ha llevado al establecimiento de unas cuotas de emisión por países y a una valoración económica por tonelada equivalente de CO<sub>2</sub> emitido. Muchos lectores estarán informados de toda la problemática que el incumplimiento de los compromisos derivados del Protocolo de Kioto implica para España. Simplificando mucho, el coste económico de ese incumplimiento puede suponer entre 2 y 3 mil millones de euros en el año 2012. A la vuelta de la esquina.

En concreto, se trata de que España se comprometió a controlar sus emisiones en el periodo 2008-2012 hasta un 15% por encima de las cantidades emitidas en el año de referencia (1990). Resulta que a finales de 2007 nuestras emisiones eran un 50% superiores, con lo cual las hemos sobrepasado en un 35%. Esto va a tener consecuencias graves, incluidas las económicas.

A escala mundial, el problema ya no era que un país cumpliera o no sus compromisos en cuanto a emisiones, sino que los países más contaminantes (Estados Unidos, China,

Australia o India) ni siquiera se planteaban firmar el protocolo. Sin embargo, algo se está avanzando pues en la Cumbre del Clima de 2007 en Bali hubo un cambio de actitud que, aunque aún sin concreciones, ha llevado a estos países a adoptar una postura algo más positiva que la que tenían hasta el momento.

En realidad sigue habiendo una falta de decisión política, ya escandalosa en algunos países. Pero también es cierto que en otras partes del mundo se empieza a tomar en serio el asunto. La Unión Europea está a la cabeza de las propuestas de actuación tanto de adaptación como de mitigación. La recientísima reunión de Poznan (Polonia) en 2008, aporta nuevas expectativas cuyos resultados están aún por ver. De momento, se dice mucho y se hace poco. Ante esta situación no nos queda a los seres humanos otro remedio que actuar, y a ser posible todos, empezando por los más informados y concienciados pero con la clara intención de que se vayan sumando los demás.

## 2. El sistema energético

Pero antes de empezar con el tema específico del libro es necesario conocer someramente el sistema energético actual con dos objetivos particulares: conocer la importancia relativa de cada uno de los procesos y dispositivos implicados en el sistema –y su terminología específica–, y poder establecer luego las prioridades en la búsqueda de medidas de mitigación más efectivas.

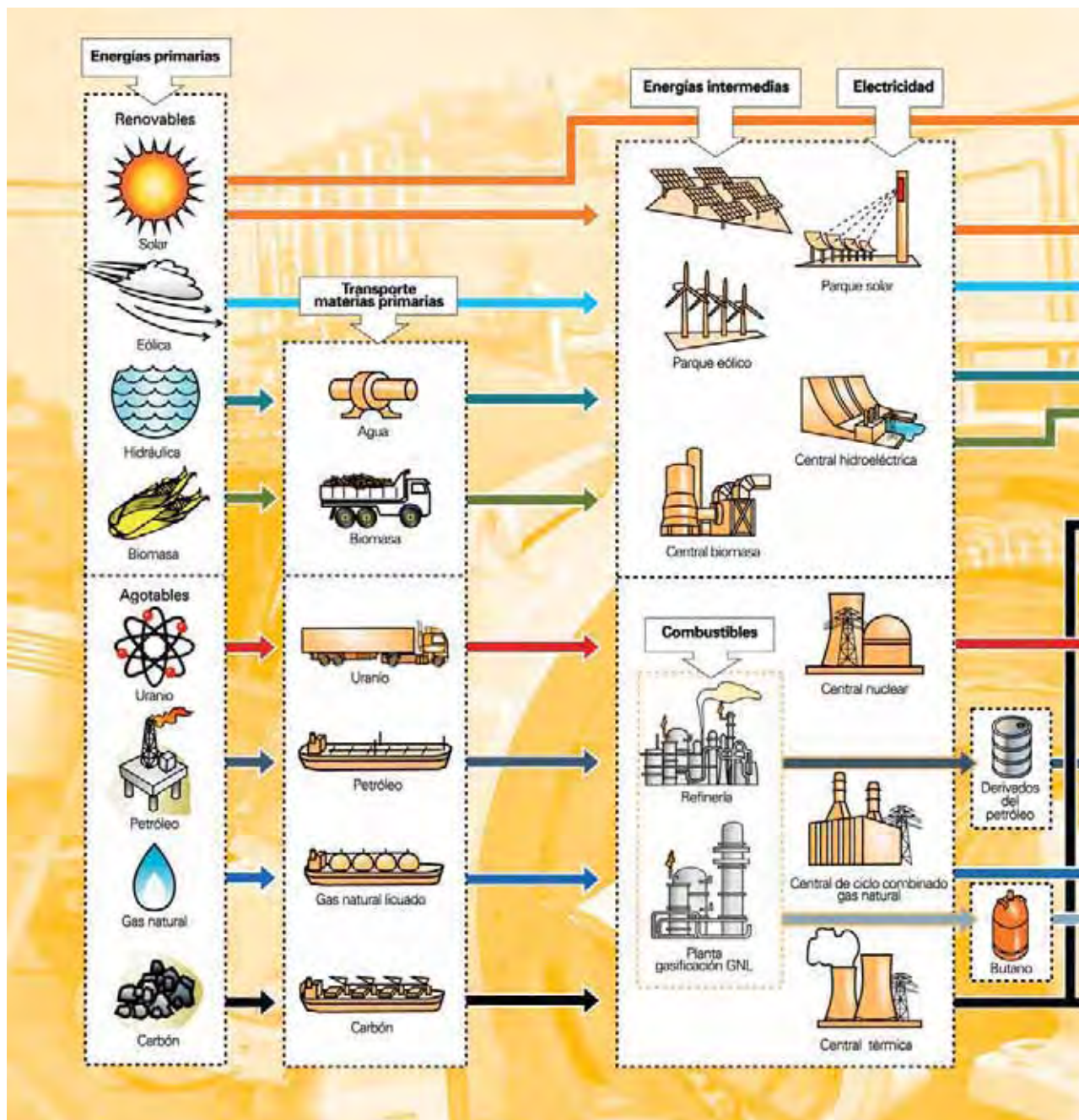
Para comprender bien todo esto, tenemos que empezar por ver cómo funciona el complejo sistema energético, aunque sea sin entrar en detalles, imposibles de tratar en este libro (Ruiz, 2006). Vamos a apoyarnos en el esquema 0.1 para obtener una visión global del sistema.

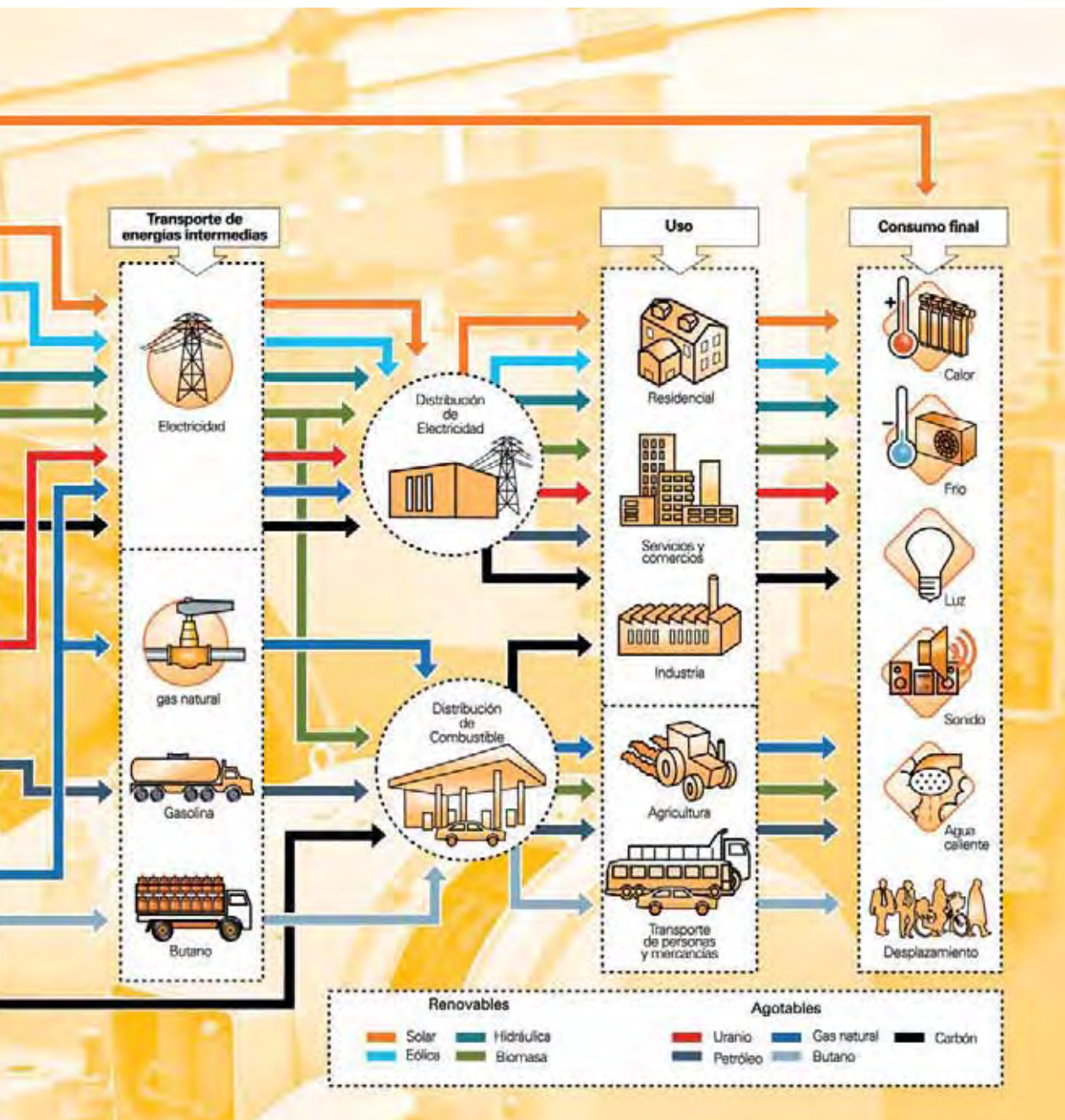


*Fuente: Archivo.*



Esquema 0.1. El sistema energético.





Fuente: Elaboración propia.



El primer elemento a tener en cuenta en relación con la generación de gases de efecto invernadero (GEI) es, obviamente, la obtención de esas formas primarias de energía de alto contenido en carbono. En el caso de España, esas energías primarias son, en gran parte, de procedencia exterior, dada la gran escasez de fuentes de estos combustibles fósiles en nuestro territorio. Pero no todos ellos contribuyen de la misma manera a las emisiones de GEI, ni tienen el mismo peso en el sistema energético actual.

Con datos del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio correspondientes al año 2007, el sistema energético español se abastece de combustibles fósiles en las cantidades que se relacionan en la tabla 0.1, y producen las emisiones de GEI que se citan (estos últimos valores calculados por nosotros, aunque no es difícil contrastar su validez con datos oficiales).

Combustibles fósiles	kilotoneladas de petróleo equivalente (ktep)	Emisiones en MtCO <sub>2</sub>
 <b>Carbón</b>	 <b>20,236</b>	 <b>105,9</b>
 <b>Petróleo</b>	 <b>70,848</b>	 <b>222,9</b>
 <b>Gas Natural</b>	 <b>31,602</b>	 <b>84,9</b>
<b>Total Combustibles fósiles</b>	<b>122,686 Mtep</b>	
<b>Total Emisiones</b>	<b>412,8 MtCO<sub>2</sub></b>	

Tabla 0.1. Energía primaria de origen fósil y emisiones de GEI en España (2007).

*Fuente: Elaboración propia con datos del MITYC.*

Hay que hacer notar que no todas estas cantidades de materias primas se emplean en el sistema energético, aunque sí la mayor parte.

## 2.1. La obtención de energía primaria

La primera transformación es la **obtención de las formas primarias de energía** (minas de carbón y de uranio, pozos de petróleo, yacimientos de gas natural, construcción de embalses para obtener energía hidráulica, emplazamientos para energía eólica, solar y plantaciones origen de biomasa). Posteriormente, se procede al transporte de las sustancias obtenidas y a la utilización de las mismas. En todo este ciclo, hay muchas circunstancias de impacto y contaminación ambiental, aunque no todas ellas tengan el mismo efecto negativo en el entorno natural. Conviene no olvidar estos impactos, aunque muchos de ellos no se produzcan en nuestro territorio.

Energía primaria en España (año 2007) en ktep		
Fuente	datos IDAE	Según sustitución
Petróleo	71333	71333
Gas natural	31603	31603
Carbón	20172	20172
<b>Total combustibles Fósiles</b>	<b>123108</b>	<b>123108</b>
Nuclear	14360	14360
<b>Total convencionales</b>	<b>137468</b>	<b>137468</b>
Hidráulica (toda)	3161	9483
Eólica	3119	9357
Biomasa + RSU	1238	3714
Biogás	319	957
Fotovoltaica	67	201
Termosolar	2	6
<b>Total electricidad renovables</b>	<b>7906</b>	<b>23718</b>
Biomasa	3499	3499
Biogás	37	37
Solar térmica Baja Temperatura	93	93
Geotermia	8	8
<b>Total térmica renovables</b>	<b>3637</b>	<b>3637</b>
Biocombustibles	382	382
<b>Total renovables</b>	<b>11925</b>	<b>27737</b>
<b>Total sistema</b>	<b>149393</b>	<b>165205</b>
<b>Nuclear/total</b>	<b>9,7%</b>	<b>9,0%</b>
<b>Renovables/total</b>	<b>7%</b>	<b>14,3%</b>

**Tabla 0.2. Energías primarias en el sistema energético español.**

*Fuente: Elaboración propia a partir de datos del IDAE.*

Se puede decir, sin temor a equivocarse, que no hay ninguna forma energética actual, renovable o no, que no implique algún tipo de impacto o contaminación, aunque no es lo mismo una cosa que otra.

También es interesante hacer notar aquí que no todas las formas energéticas están disponibles de igual manera en todo lugar. Es bien sabido que la energía contenida en el petróleo es de alta densidad (energía/unidad de volumen), mientras que la radiación solar se nos ofrece muy dispersa: es decir, con baja densidad superficial (energía/unidad de superficie). Por supuesto que en unos lugares hay más recursos que en otros. En España no tenemos apenas combustibles fósiles y, sin embargo, estamos bien provistos de radiación solar y de viento.

Los datos que proporciona el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio nos informan de la situación de las energías primarias en España.

De la observación de la tabla 0.2 se deriva una conclusión elemental: el 82,6% del sistema energético español se basa en combustibles fósiles (con la contabilidad oficial). Por tanto, ahí es donde tenemos que fijar prioritariamente nuestra atención. De los 123 Mtep que son el origen del problema que aquí nos interesa, cerca del 60% se componen de petróleo; el 25% de gas natural y el resto, 15%, de carbón.

En esta primera consideración sobre la situación actual debemos recordar que la combustión del carbón no produce la misma cantidad de CO<sub>2</sub> que la combustión de la misma cantidad de energía en forma de gas natural o petróleo. En concreto, el sistema energético español, medido en cantidad de GEI tiene otro planteamiento ligeramente diferente del de cantidades de energía, reflejado claramente en la tabla 0.1.

De estos datos extraemos unas conclusiones parciales elementales, por otra parte, ya bien conocidas:

- El sector energético más importante, desde el punto de vista de la mitigación es el relacionado con el petróleo. Luego, ha de ser el primero al que debemos seguir la pista en la búsqueda de soluciones. Su responsabilidad en el problema es del orden del 55%.
- Le sigue en importancia el carbón con casi un 24% en el efecto negativo de la emisión de GEI.
- Finalmente el gas natural responde por el resto de las emisiones; es decir, el 21%.

## 2.2. La obtención de energía intermedia: electricidad y combustibles

El segundo paso importante del proceso es la obtención de los dos vectores energéticos más significativos: **electricidad** y **combustibles** en las instalaciones especiales que existen para ello. En el caso de la electricidad, nos afectan especialmente las **centrales termoeléctricas** que se alimentan de combustibles fósiles; es decir, centrales de carbón, de fuel y de gas natural. Evidentemente hay otras centrales eléctricas en las que no se producen combustiones y, por tanto, no originan GEI.

En la transformación del combustible –como vector energético– de una sustancia natural (petróleo crudo y gas natural, sobre todo) a un producto listo para ser distribuido (gas natural de distribución, gasolinas, gasóleos, GLP, naftas, etc.) no se generan muchas emisiones de GEI, aunque sí se producen numerosos escapes y vertidos.

Seguimos el sistema energético español en las llamadas **energías intermedias**. De acuerdo con el planteamiento metodológico que aquí estamos desarrollando, lo haremos por separado, electricidad y combustibles:

Forma energética	ktep	Estructura
Carbón	2.498	2,3
Productos petrolíferos	61.826	57,1
Gas	17.779	16,4
Electricidad	22.122	20,4
Energías renovables	3.972	3,7
Biomasa	3.452	3,2
Biogás	37	0,0
Biocarburantes	382	0,4
Solar térmica	93	0,1
Geotérmica	8	0,0
<b>Total</b>	<b>108.197</b>	<b>100,0</b>

**Tabla 0.3. Energías intermedias en España (2007).**

*Nota: el consumo final incluye los usos no energéticos,  
- productos petrolíferos 6652 ktep en 2007.  
- gas 477 ktep en 2007. Metodología A.I.E.*

*Fuente: SGE (Secretaría General de la Energía).*

La tabla 0.3 resultaría confusa si hiciéramos la suma de todas la energías, que es lo que se hace habitualmente. Aún así, no quedan las cosas claras si no se explican un poco.

Por ejemplo, en el apartado electricidad está incluida la energía nuclear y las renovables (hidráulica, eólica, biomasa, solar) y en el apartado energías renovables solo aparecen las de utilización térmica, con lo cual el lector «piensa» que las renovables solo son el 3,7% del sistema energético. Luego veremos que las renovables, en el 2007, han contribuido con cerca de un 19,9% al sistema eléctrico. Además, están incluidos los consumos no energéticos. En fin, que esta tabla oficial es, cuando menos, poco clara. ¿Cómo hacerla «bien»? Evidentemente, separando las formas energéticas. Y es fácil. Electricidad por un lado, consumos no energéticos por otro y utilización térmica, por un tercero. También se podría hacer de manera correcta con una valoración termodinámica de las energías que intervienen en la tabla; ya sea con una valoración exergética de todas ellas o, cuando menos, haciendo una valoración en energía primaria equivalente de todas las formas energéticas aplicándoles el mismo procedimiento de cálculo.

Se puede apreciar por los datos del 2007 que, como era de esperar, los derivados del petróleo son los dominantes, con lo cual seguimos centrando el asunto. Es claro que esos 61.826 ktep de gasolina, gasóleo, butano, propano, etc., deben concentrar una parte significativa de nuestra atención. Debe entenderse que las diferencias entre las cantidades de energía primaria y final en cada uno de los sectores y formas energéticas se deben también a las pérdidas en los procesos de transformación correspondientes y, en el caso de los combustibles, a que una parte significativa de ellos han ido al subsistema eléctrico que analizaremos seguidamente.

### **2.2.1. La electricidad**

La separación por calidad de energía (electricidad y combustibles) es la que empleamos en lo que sigue. Por lo que se refiere a la electricidad los datos referidos a España son los siguientes:



*Fuente: Archivo.*

Forma energética	Para generar (ktep)	Electricidad generada (ktep)	Electricidad generada (GWh)	$\eta$ (%)
Carbón	17175	6273	72941	36,5
Gas Natural	10141	6083	70728	60
P. Petrolíferos	3557	1245	14477	35
Total C. Fósiles RO	30873	13601	158146	44
Nuclear	14360*	4787	55659	33
Hidráulica	**	3161	30507	-
Eólica	-	3119	27050	-
Biomasa	-	843	1738	-
RSU	-	649	1548	-
Biogás	-	319	637	-
Fotovoltaica	-	67	646	-
Termosolar	-	2	24	-
Total Renovables	-	5345	62147	-
Carbon RE	58	40	463	69
Gas Natural RE	2850	2166	25185	76
P. Petrolíferos RE	791	554	6441	70

**Tabla 0.4. Sistema eléctrico español, RE (Régimen Especial); RO (Régimen Ordinario).**

\* Esa es la cantidad que se toma pero en realidad esa no es energía nuclear originaria del proceso, almacenada en los átomos de uranio.

\*\* En las renovables para generar electricidad no se tiene en cuenta el proceso sino que se considera como energía primaria la electricidad producida.

*Fuente: Elaboración propia a partir de datos del IDAE.*

En estos datos no hay controversia entre la metodología oficial y la que nosotros proponemos –«de sustitución»–, porque se trata de electricidad generada, y en las mismas unidades, es decir, energía de la misma calidad (exergía). También tienen importancia otros factores (tiempo de funcionamiento de las centrales y momentos temporales en los que se genera la electricidad, entre otros), pero aquí y ahora solo estamos valorando la posibilidad de mitigación de cada una de las formas de generar electricidad.

La sola lectura de estos datos nos indica que las centrales termoeléctricas consumidoras de combustibles fósiles representan el 58% de la potencia instalada del total del parque de generación de régimen ordinario, y la electricidad generada supone el 64%. Es decir, que también es un sector muy importante en la búsqueda de soluciones de mitigación. En realidad, la parte de la electricidad que nos interesa aquí es la que procede de combustibles fósiles en el régimen ordinario; de hecho, representa 13.601 ktep de energía intermedia y 30.873 ktep de energía primaria. Luego veremos cuántas emisiones suponen y, por tanto, cuál es la capacidad de mitigación.

### 2.2.2. Los combustibles

Seguidamente vamos a prestar atención al subsistema de combustibles. La tabla 0.5 nos informa de su situación en España:

Del consumo de combustibles en España destacan los derivados del petróleo –principalmente los gasóleos–, por lo que se debería prestar especial atención a este carburante en vistas a la posibilidad de disminuir su consumo, sin menoscabo de tener en cuenta todos los demás. Es bien claro para todos que el uso más extendido en cuanto a consumo de carburantes es el de los vehículos privados con motores de combustión interna, que, además de GEI y otros gases contaminantes, están llegando a niveles excesivos de ocupación de la vía pública y son, además, los principales causantes de muertes prematuras de seres humanos.

Producto		ktep
Carbón		2498
Derivados del petróleo		61826
Gasolina	7053	
Gasóleos	36592	
Gas natural		17779
Total		82103

**Tabla 0.5. Sistema de combustibles en España (2007).**

*Fuente: MITYC.*

### 2.3. El consumo de energía

En tercer lugar es especialmente importante la **utilización de los vectores energéticos** (*consumo*, en el lenguaje de los economistas) citados para conseguir los servicios que se necesitan, es decir, el uso de la electricidad y los combustibles en frigoríficos, lavadoras, calderas de gas y de gasóleo, motores de vehículos y estacionarios, y un largo etcétera, a través de los cuales conseguimos los efectos energéticos finales que mejoran nuestra calidad de vida, que no son otros que luz, sonido, frío, calor, desplazamiento de personas y mercancías e, incluso, obtención de alimentos. Debe quedar muy claro que las formas energéticas finales de utilidad para las personas son radiación electromagnética luminosa, temperatura, movimiento, biomasa alimenticia, etc., y las energías intermedias solo se emplean para obtenerlas.

A fin de hacer más clara la explicación, conviene distinguir los dispositivos que utilizan la electricidad como forma energética y los que emplean combustibles. En el segundo caso, la valoración de los gases producidos puede ser directa, y solo hay que contabilizar la cantidad de combustible empleado y su contenido en carbono. Por ejemplo, al quemar un kilo de carbón se producen 3,67 kg de CO<sub>2</sub> y al quemar un kilo de gas natural se producen 2,75 kg de CO<sub>2</sub>. Con estos simples datos puede obtenerse sin dificultad la cantidad de GEI que se genera en cada utilización tan solo con saber qué cantidad de cada combustible se ha empleado. A título de ejemplo, un automóvil de gasolina que consume 10 litros por cada 100 kilómetros origina 23 kg de CO<sub>2</sub>, o lo que es lo mismo, 230 g de GEI por cada kilómetro recorrido.

Por lo que se refiere a la electricidad, sin embargo, para situar correctamente las emisiones de gases de efecto invernadero hay que conocer previamente su procedencia o bien hacer una estimación –en el sistema centralizado mayoritario en España– del valor medio de repercusión de combustibles fósiles en su obtención. El valor medio del año 2007, por ejemplo, se puede cifrar en 456 g de CO<sub>2</sub> por cada kWh.



*Fuente: Archivo.*



En cualquier caso, en esta etapa del consumo eléctrico no hay emisiones directas de GEI, estas han sido ya contabilizadas en las fases de obtención y generación eléctrica. Sin embargo, esta fase final de consumo determina las anteriores –y así deberían reconocerlo quienes dicen que la electricidad es una «energía limpia»–. Es evidente que si logramos ahorrar en esta fase final –ya sea por la eficiencia individual de los aparatos eléctricos o por la mejora global del sistema de gestión–, habrá una disminución importante de emisiones, simplemente, por la menor necesidad de generar electricidad y, por consiguiente, de obtener y procesar la energía primaria correspondiente. En definitiva, es fundamental que los consumidores de electricidad seamos conscientes de que la utilización de este bien energético produce –aunque sea por inducción y en otro lugar– gases de efecto invernadero.

Finalmente, hay una fase en todo el proceso que no conviene olvidar si queremos ser rigurosos, que es la valoración de los consumos de energía en la **fabricación e instalación de los dispositivos y maquinaria** que intervienen. Si los consideramos todos, tendríamos una especie de «análisis del ciclo de vida energético» más riguroso de lo habitual que, en lo que se refiere a los combustibles fósiles, nos da la pauta precisa que necesitamos.

El total de combustibles fósiles consumidos en España durante el año 2007 fue de 123,108 Mtep. La gran mayoría fueron **importados**, y solo un 4,9% se obtuvieron en minas, pozos o yacimientos españoles. Únicamente el carbón nacional es significativo, con 5,86 Mtep equivalentes en 2007; en cambio, son insignificantes los 17,4 ktep de gas natural y los 143 ktep de petróleo obtenidos en yacimientos y pozos del territorio español. En definitiva, el saldo de productos energéticos primarios le costó a España 33.900 millones de euros el año 2007 (5,65 billones de las antiguas pesetas). (Datos extraídos de: *Energía 2008*. Foro Nuclear).

El sistema energético debería ser capaz de ayudar a disminuir de manera importante las cantidades de GEI que emite en la cantidad que se considere necesaria; en particular, las comprometidas en la aceptación del cumplimiento del Protocolo de Kioto.



Fuente: Archivo.

### 3. La energía del futuro

El sistema energético del futuro no será conceptualmente muy diferente al actual, aunque sí habrá diferencias sustanciales por lo que respecta a la eficiencia y a la aportación de energías renovables. La concreción de los cambios necesarios no será instantánea. Seguirá un proceso con varias etapas, relacionadas con varios hitos:

- A corto plazo: transición con predominio de las energías convencionales hasta que el petróleo ya no sea la forma energética predominante, iniciándose la hibridación y la generación distribuida.
- A medio plazo: sin petróleo, con poco gas natural y todavía con carbón y uranio en pocas cantidades, pero con más de la mitad de energías renovables.
- A largo plazo: predominio absoluto de las energías renovables y una fuerte complejidad del proceso.

Por lo que se refiere a las **energías primarias** en el futuro del sistema energético, el cambio fundamental lo va a constituir, sin duda, la sustitución de las fuentes energéticas de origen fósil y energía nuclear por fuentes renovables; vale la pena concretar en algunos casos cómo creemos que esto va a tener lugar.

Si hablamos de **energías intermedias** y, en concreto, de la generación de **electricidad**, en el caso español la energía solar debe ser la base del futuro sistema, por sí sola y, principalmente, en hibridación con biomasa y/o gas natural. Las energías eólica e hidráulica aportarán una cantidad importante de electricidad al sistema general –ya lo están haciendo–, sobre todo si se complementan de forma integrada y con sistemas de almacenamiento idóneos. No podemos olvidar el hidrógeno como nuevo vector energético especialmente interesante por el hecho de poder almacenarse directamente, aunque hay que contar con el problema de que en su producción se halla implicada la forma energética para obtenerlo.

Pero en ningún caso podemos olvidar la cogeneración como mecanismo para conseguir electricidad y calor simultáneamente y de manera eficiente a partir de cualquier combustible disponible en un momento y un lugar determinados. Por supuesto, sin dejar de considerar que se puede obtener frío a partir de calor mediante las máquinas de absorción.

Si pensamos en el **consumo energético**, la idea clave en la que debe apoyarse cualquier diseño de sistema energético para el futuro es consumir lo verdaderamente necesario y con la máxima eficiencia, para lo cual los dispositivos de transformación a las formas energéticas finales (luz, calor, movimiento, sonido, etc.) deben proporcionar el máximo nivel de rendimiento. Por otra parte, la generación de las energías intermedias debe estar lo más próxima posible al consumo (generación distribuida y descentralizada).

Finalmente, las fuentes primarias que abastecen el sistema deben ser limpias y encontrarse también lo más cercanas al consumo que sea posible, lo que implica que se empleen al máximo las energías locales y renovables al fin de que el sistema sea *sostenible* en el sentido literal del término. Por supuesto tiene que ser un sistema sin carbono y sin el empleo de la energía nuclear, para evitar dejar al futuro residuos radiactivos de larguísima duración, amén de eliminar los riesgos de proliferación de armas nucleares en países no deseados; porque ya hay varios que tienen armamento nuclear en exceso y no parece deseable que aumente ese «club exclusivo».

## 4. El contenido del libro

¿Cómo actuar? ¿Qué hacer? Ese es el objetivo principal de este libro. Más allá de ayudar a la clarificación del problema en los aspectos energéticos, el libro trata de una de las soluciones energéticas más prometedoras en estos momentos en el mundo: las tecnologías solares de generación de electricidad en dispositivos de concentración termosolar.

El primer capítulo está dedicado a la **descripción conceptual de las tecnologías** que emplean la radiación solar como fuente energética principal para generar electricidad, con una descripción bastante pormenorizada, aunque no exhaustiva, en el caso de la solar termoeléctrica.

En el capítulo 2 examinamos el **contexto histórico reciente**, las implicaciones políticas y la influencia de los desarrollos legales referidos, todos ellos, a la energía solar termoeléctrica. Se incluye también un análisis DAFO (debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades) de estas tecnologías, para finalizar el capítulo con unas apreciaciones acerca de las perspectivas y propuestas de futuro.

En el capítulo 3 hacemos un recorrido por los **proyectos** de plantas de producción de energía solar termoeléctrica en España en sus diferentes fases de desarrollo y de las empresas que se ocupan de ellos, haciendo hincapié en las plantas que actualmente están funcionando o a punto de hacerlo.

El capítulo 4 se dedica a dos aspectos cruciales referidos a la energía solar termoeléctrica: la hibridación con otras fuentes y tecnologías energéticas (como es el caso del gas natural) y el almacenamiento de la energía, aspecto éste fundamental en todo el debate en torno a las energías renovables.

El último capítulo se dedica a algunas conclusiones y reflexiones finales en torno al futuro de esta tecnología energética y su potencial de desarrollo en España y en el mundo, con una especial atención al mantenimiento del liderazgo de España en este terreno.



# 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

En el modelo energético de futuro que hemos planteado en la introducción, la generación de electricidad a partir de la radiación solar es una de las opciones principales desde varios puntos de vista:

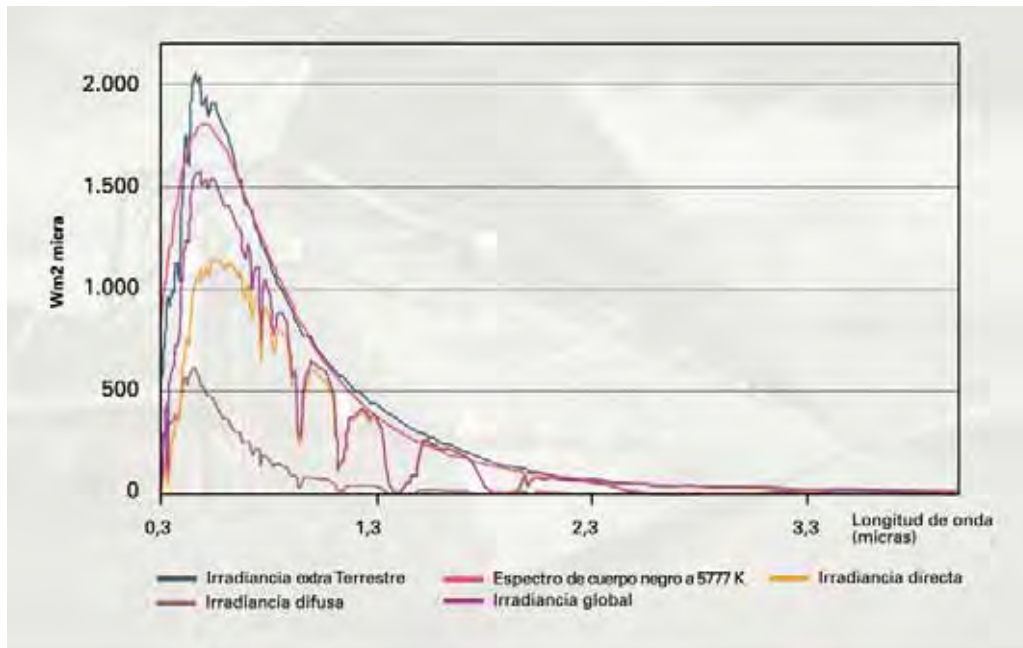
- Mejora la eficiencia del sistema.
- Mitiga el cambio climático.
- Puede sustituir las fuentes agotables.
- Ofrece la seguridad del suministro eléctrico.
- Permite acceder a la electricidad en zonas aisladas y deprimidas.

Las ventajas de las tecnologías solares de generación de electricidad, al igual que las de agua caliente a baja temperatura, son muy claras:

- Pueden generar electricidad y/o calor precisamente en las franjas horarias –en torno al mediodía, sobre todo en verano– en que el consumo es mayor.
- Son susceptibles de hibridación con otras fuentes energéticas, renovables o fósiles.
- Son ideales para una transformación energética modular ajustada a la demanda tanto en tamaño como en ubicación territorial.
- Desde el punto de vista de la solidaridad, los países con menor desarrollo económico y energético son los que más recurso solar tienen, con la ventaja adicional de que pueden participar en el desarrollo de la tecnología.

Estas tecnologías de aprovechamiento energético de la radiación solar se presentan muy prometedoras para una modificación sustancial del sistema energético, en el sentido de disminuir la contaminación ambiental y aumentar la seguridad del suministro, evitando la dependencia exterior y sus riesgos inherentes cuando los países origen de las fuentes actuales (petróleo, gas natural y carbón) viven situaciones de alta inseguridad política.

Generar electricidad a partir de la radiación solar es consecuencia de una variedad de transformaciones energéticas, de gran interés práctico. Esta tecnología se está introduciendo a gran velocidad en el sistema energético y, con casi total seguridad, llegará a ser preponderante en un futuro no muy lejano.



**Gráfica 1.1. Espectro solar.**

*Fuente: World Radiation Center (WRC).*

La fuente energética fundamental es la radiación solar cuyas características principales son las siguientes:

- Alta calidad energética. El 93% de la radiación solar es exergía. Su distribución espectral está entre 0,2 y 3  $\mu\text{m}$  (gráfica 1.1).
- Baja densidad superficial pero suficiente para las aplicaciones prácticas. En valor instantáneo puede llegar a 1  $\text{kW}/\text{m}^2$  pero, en otras ocasiones –por la noche–, es cero. En días nublados es baja (200-300  $\text{W}/\text{m}^2$ ) pero no es cero.
- Es muy aleatoria, pero menos que otras fuentes renovables. Se sabe con bastante aproximación cuándo hay más o menos radiación.
- Está muy distribuida por el territorio con diferencias muy acusadas dependiendo de la latitud geográfica.

Existen dos grandes grupos de tecnologías electrosolares bien diferenciados:

- La *fotovoltaica*, en la que la parte del espectro de la radiación solar de longitud de onda más corta ( $< 1\mu\text{m}$ ) actuando sobre un material previamente preparado microscópicamente es capaz de pasar electrones de la capa de valencia a la de conducción manteniéndolos separados de los «huecos» correspondientes e impidiendo su recombinación, con lo cual se da lugar a una corriente eléctrica que puede ser aprovechada en cualquier sistema de utilización de esta forma energética. Esta tecnología tiene sus antecedentes en la investigación espacial y está dando lugar a una auténtica revolución energética en todos los ámbitos y en todo el mundo.
- La *termoeléctrica* que necesita de una transformación previa de la radiación solar, de cualquier longitud de onda, en energía de tipo térmico y de esta en electricidad en una máquina térmica convencional, del tipo que sea. Más adelante entraremos en mayor detalle en este tipo de conversión energética que empieza a complementarse con la fotovoltaica en la generación de electricidad a partir de la radiación solar.

## 1. Energía solar fotovoltaica

Una instalación solar fotovoltaica tiene como objeto producir electricidad directamente a partir de la radiación solar.

El elemento principal de las instalaciones fotovoltaicas son los módulos fotovoltaicos, que están formados por células solares asociadas entre sí para ofrecer las condiciones eléctricas (voltaje e intensidad) requeridas para la aplicación de que se trate.

Las células solares son las encargadas de la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua. La generación de electricidad de una célula o de un módulo depende casi linealmente de la intensidad de la radiación; es decir, que, como es de esperar, cuanto mayor sea la irradiancia solar mayor será la potencia generada en el módulo o la célula que estemos considerando. Por el contrario, la temperatura de la célula o el módulo influye negativamente en la generación, aunque de manera mucho menos importante que la influencia positiva de la radiación. Por esa razón, interesa que los módulos tengan la menor temperatura y que reciban la máxima radiación posible.

Hay que procurar que los módulos no estén en zonas de sombra ya que en estos casos el rendimiento disminuye considerablemente. En España, la orientación sur del módulo es la que produce más electricidad, y la inclinación óptima es la que coincide con la latitud del lugar menos 10 grados aproximadamente. Aunque esto no quiere decir que, si la orientación y la inclinación no son exactamente esas, ello implique demasiada disminución en las prestaciones. Por supuesto, si se separan mucho de esas condiciones, sí disminuye mucho la cantidad de electricidad generada.

Las instalaciones fotovoltaicas se agrupan en dos grandes bloques en función del objeto de las mismas. Por un lado están las **instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red**, cuya finalidad es cubrir las necesidades de energía eléctrica en un lugar al que no llega la red eléctrica convencional, normalmente en el ámbito rural. Entre las instalaciones fotovoltaicas aisladas las aplicaciones más frecuentes son:

- Bombeo de agua para riego, para abrevaderos del ganado e, incluso, para el abastecimiento humano.
- Electrificación rural para casas en el campo.
- Instalaciones de telecomunicaciones, señalización e iluminación de carreteras, túneles, etc.
- Pequeños suministros eléctricos en juguetería, relojería, etc.
- Cualquier aplicación de la electricidad tanto en corriente continua como alterna.

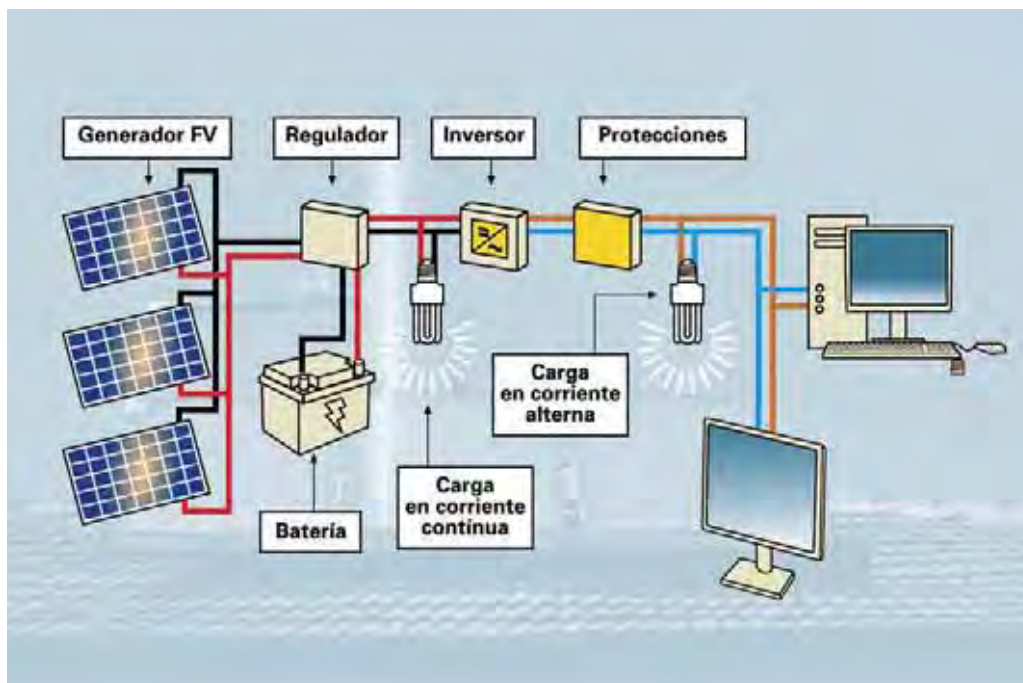
En función de la aplicación, existen muchas configuraciones diferentes en este tipo de instalaciones.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas disponen de módulos y normalmente incluyen otros equipos como baterías, inversores y reguladores (esquema 1.1.).



**Ilustración 1.1. Instalación fotovoltaica aislada.**





Esquema 1.1. Instalación fotovoltaica para alimentación en corriente alterna y continua de una vivienda aislada.

*Fuente: Elaboración propia.*

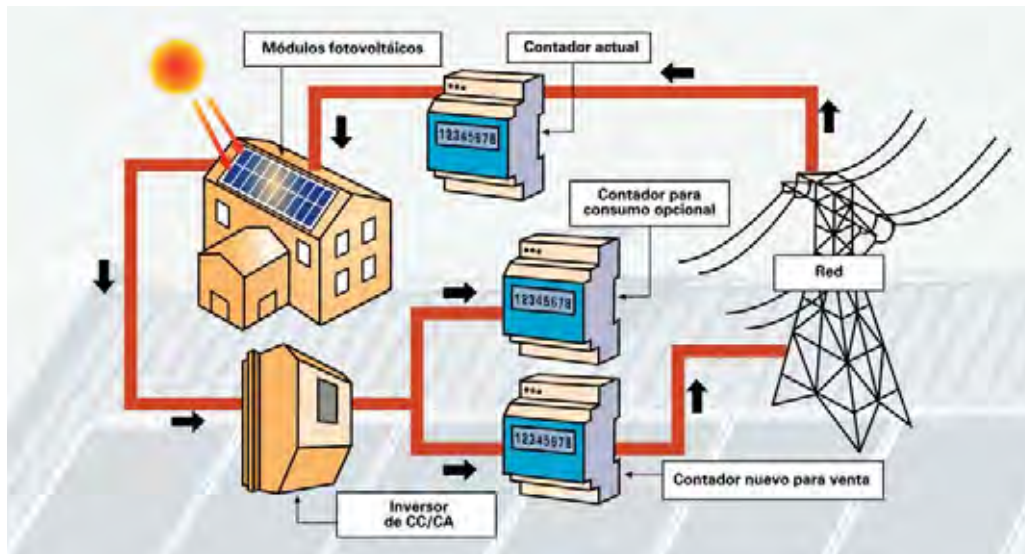
Los inversores son dispositivos que transforman la corriente continua en corriente alterna; las baterías se encargan de almacenar la energía en forma electroquímica y los reguladores de tensión son dispositivos para el control y protección de las baterías. En algunas aplicaciones no son necesarias las baterías e incluso se puede prescindir del inversor cuando el consumo tenga lugar en forma de corriente continua.

Por otro lado, están las **instalaciones fotovoltaicas de conexión a red**, que tienen como objetivo fundamental inyectar la electricidad generada a la red eléctrica.

Estas instalaciones de conexión a red llevan, además de los módulos fotovoltaicos, un inversor sincronizado con la red, unas protecciones eléctricas y contadores de la energía inyectada.

Este tipo de instalación está regulada por la legislación vigente y, de acuerdo con ella, toda la energía eléctrica que producen se vende al sistema eléctrico, recibiendo el titular la compensación económica correspondiente.





**Esquema 1.2. Componentes de una instalación fotovoltaica de conexión a red.**

*Fuente: Elaboración propia.*

En los últimos años, se está produciendo en España un espectacular incremento de este tipo de instalaciones, debido fundamentalmente al marco económico favorable, que ha sido modificado recientemente, sobre todo para evitar procesos especulativos.

Las instalaciones fotovoltaicas han crecido de forma casi exponencial en todo el mundo en los últimos años, como se puede apreciar en la gráfica 1.2, donde se representa la evolución de la potencia instalada en Europa y en el mundo. Además, las expectativas son que se mantenga la tendencia de crecimiento.

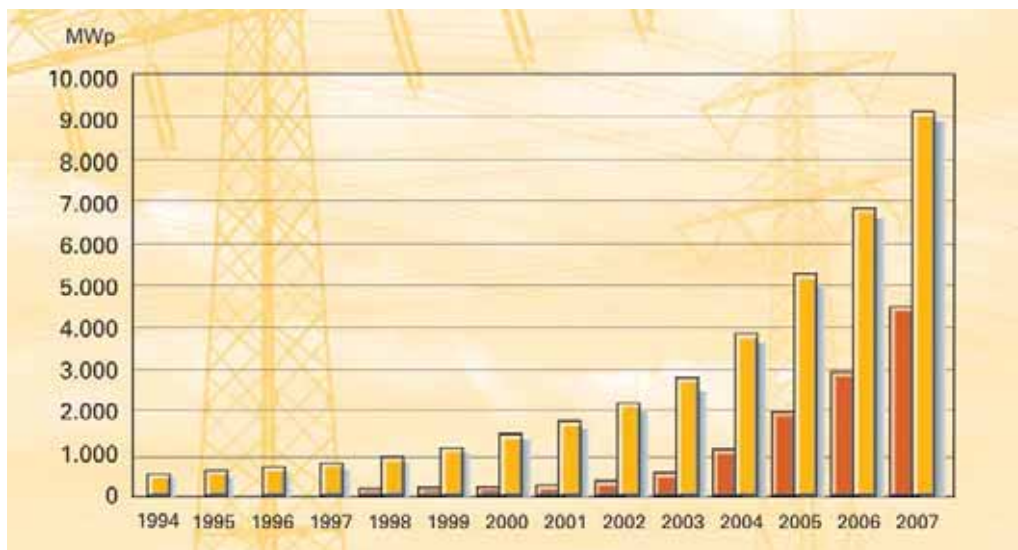


**Ilustración 1.2. Instalaciones fotovoltaicas de conexión a la red (vivienda particular y planta comercial).**

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

La razón principal de este crecimiento tan acelerado es el impulso que han adquirido las tecnologías renovables en los países más desarrollados, sobre todo las de instalaciones conectadas a la red. Este impulso positivo se sustenta en una toma de conciencia ambiental generalizada, pues son instalaciones alimentadas por fuentes de energía renovable, con muy poca incidencia en el medio ambiente y por su carácter distribuido en el territorio, que permite su utilización en cualquier lugar donde haya radiación solar suficiente. Y todo ello sin necesidad de tendidos eléctricos, sumado a que la electricidad se genera a las horas de mayor demanda.

En la mayoría de los países desarrollados se está consolidando un marco económico favorable que permite que se incorporen al sistema eléctrico nacional instalaciones fotovoltaicas distribuidas en viviendas y en cubiertas de edificios del sector servicios, además de en el suelo en plantas de no muy elevada potencia (< 10 MW). En un futuro inmediato, en el cual la producción eléctrica tiende a ser más distribuida, esta tecnología puede llegar a tener un papel muy importante. A finales del 2007 había ya más de 9.000 MW en todo el mundo.



	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Europa					90	128	188	266	373	543	1089	1981	2971	4500
Global	502	580	669	795	948	1150	1428	1762	2201	2795	3847	5253	6861	9100

**Gráfica 1.2. Evolución de la potencia instalada, en Europa y en el mundo.**

*Fuente: Asociación Europea de Fotovoltaica (ESTIA).*

También ha aumentado el uso de instalaciones aisladas en países en vías de desarrollo y en zonas rurales de países desarrollados, sobre todo porque permite garantizar prestaciones eléctricas mínimas a muchas personas que antes no tenían acceso habitual a la electricidad.

## **2. Energía solar termoeléctrica**

### **2.1. Descripción general**

Se llaman «sistemas termosolares de concentración» (STSC) al conjunto de elementos que utilizan la tecnología basada en la transformación de la componente directa de la radiación solar en energía térmica a alta temperatura, y esta energía térmica en electricidad y/o calor, bien para su utilización inmediata, o bien como energía almacenable en forma de calor o en forma química. En todos los casos, se emplean concentradores basados en espejos o en lentes.

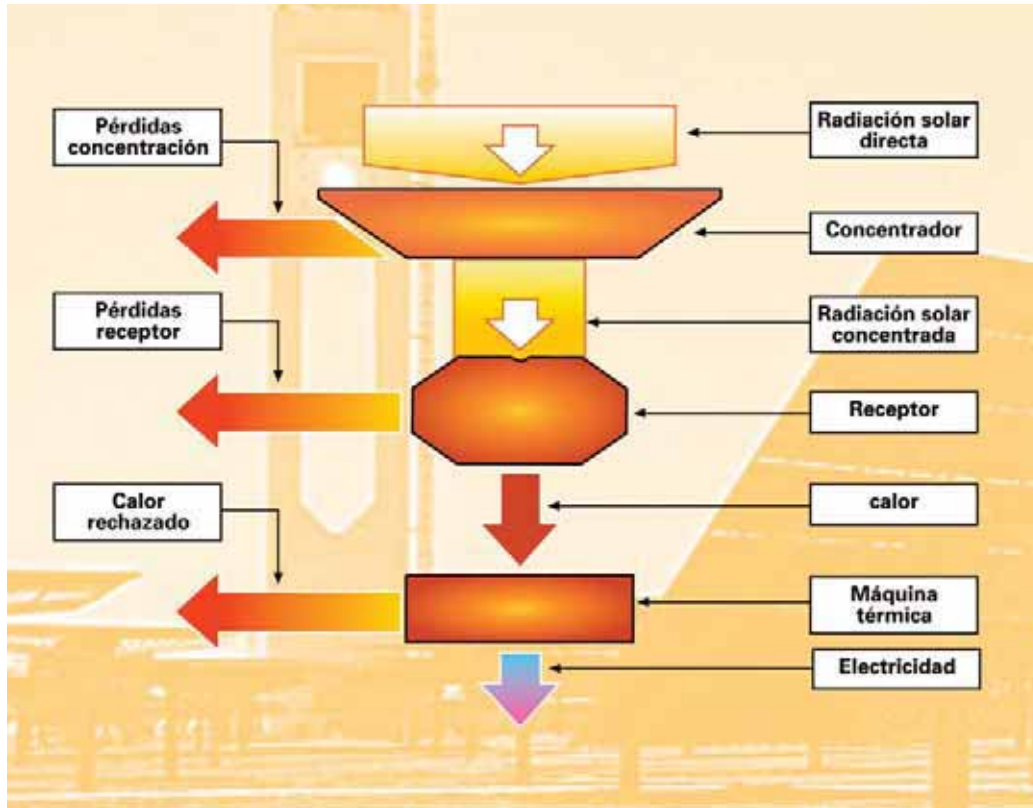


**Ilustración 1.3. Plantas solares termoeléctricas PS10 y PS20 en Sanlúcar la Mayor (Sevilla).**

*Fuente: Abengoa Solar. Foto de Luis Solá.*

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

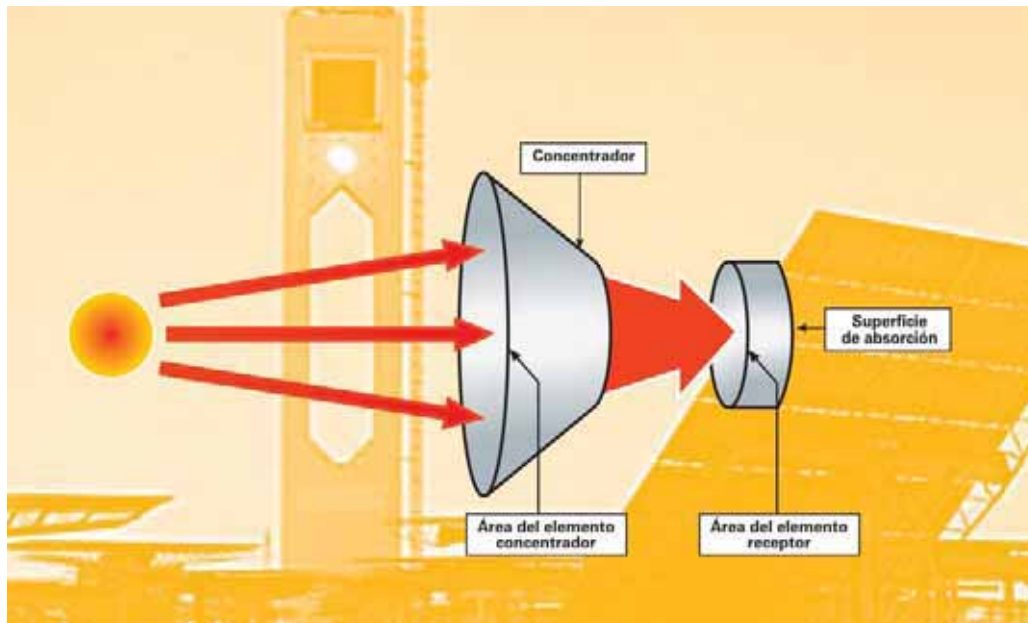
Los STSC vienen representados habitualmente por los dispositivos de concentración que emplean, sobre todo porque resultan bastante espectaculares.



Esquema 1.3. Ejemplo de Sistema Termosolar de Concentración (STSC).

*Fuente: Elaboración propia.*

Estos dispositivos redireccionan la componente directa de la radiación solar que llega a la superficie de captación,  $A_c$  para hacerla llegar a otra superficie de menor tamaño, llamada superficie de absorción,  $A_{abs}$ , donde se sitúa el absorbedor. El cociente entre las áreas de estas dos superficies es uno de los indicadores más representativos del sistema; se llama *razón de concentración geométrica*,  $C_g$ . (esquema 1.4)



**Esquema 1.4. Concentración geométrica.**

*Fuente: Elaboración propia.*

La función del sistema captador es recibir y concentrar la radiación solar sobre el receptor-absorbedor, donde la energía radiante se convierte en energía térmica (normalmente, en forma de aumento de entalpía<sup>0</sup> de un fluido) que, finalmente, se transforma en otra forma de energía apta para su utilización (por ejemplo, energía eléctrica) en el sistema de conversión de potencia. Este último es muy parecido –por no decir igual– a los convencionales que se emplean en todas las centrales termoeléctricas, independientemente de la forma energética que las alimente.

Los sistemas solares de concentración permiten un aprovechamiento más eficiente de la radiación solar que los sistemas sin concentración. Sobre todo porque, al alcanzar temperaturas más elevadas, el rendimiento termodinámico que se puede obtener es superior.

Dado que la temperatura equivalente del Sol es 5.777 K el límite superior teórico del rendimiento termodinámico de un sistema solar es del orden del 93%<sup>1</sup>. Como corolario inmediato de este resultado teórico el margen de mejora de todos los dispositivos actuales (fotovoltaicos y térmicos) es muy alto.

<sup>0</sup> Ver glosario de términos al final del libro.

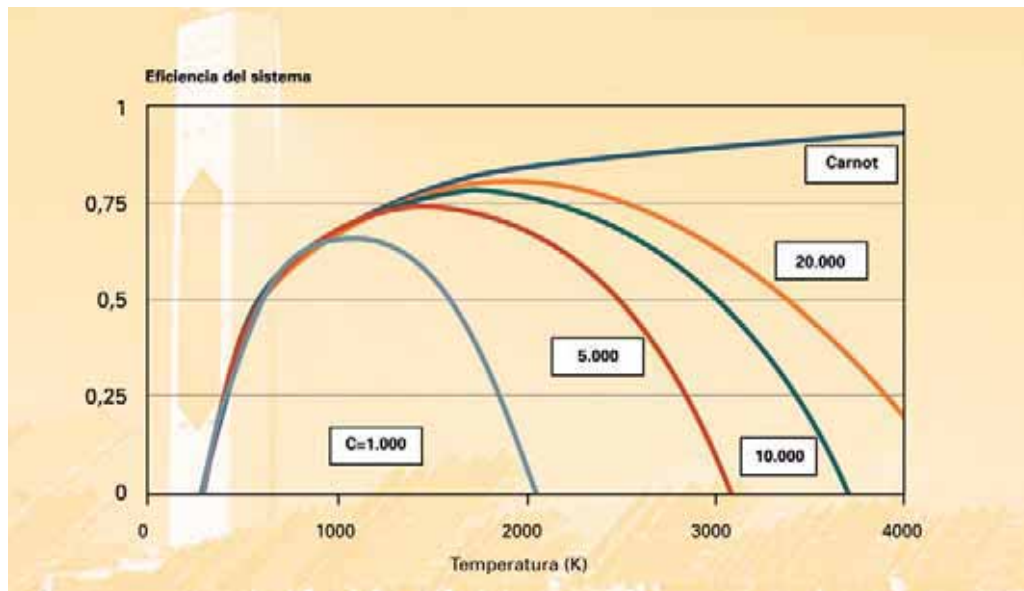
<sup>1</sup> Suponiendo que la temperatura ambiente es de 15 °C = 288 K.

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

La ley de Stefan-Boltzmann –derivada, a su vez, de la ley de Planck– nos dice que las pérdidas por radiación infrarroja en el receptor son proporcionales a la cuarta potencia de la temperatura absoluta del receptor y de sus alrededores, por lo que el rendimiento del receptor disminuirá con el aumento de temperatura, y no linealmente, sino en función de la cuarta potencia de la temperatura absoluta que alcance. Pero estas pérdidas son, además, proporcionales a la emisividad de los materiales que forman el receptor y el área de la superficie absorbidora.

Por ello, para una misma temperatura de operación, el rendimiento real será mayor cuanto mayor sea la razón de concentración –es decir, a menor área del absorbedor en el sistema captador– y, por tanto, menores pérdidas por radiación infrarroja. También será mayor el rendimiento cuanto menor sea la emisividad del receptor en las longitudes de onda correspondientes a su temperatura; con esa circunstancia también disminuyen las pérdidas por radiación infrarroja.

El rendimiento del sistema en su conjunto será igual al producto de los rendimientos de la máquina térmica y el receptor, por lo que, dada una máquina térmica, para cada razón de concentración existirá una temperatura óptima de operación. A medida que se aumenta la razón de concentración, mayor es la temperatura óptima de operación. (Gráfica 1.3)



**Gráfica 1.3. Rendimiento energético de un sistema termosolar en función de la temperatura de operación, tomando como parámetro la razón de concentración.**

*Fuente: Manuel Romero, CIEMAT.*



La razón de concentración máxima que puede obtenerse depende de la distribución angular de la radiación incidente. En el caso de un haz de rayos perfectamente paralelos, no existe límite a la razón de concentración teórica, ya que si el eje óptico del concentrador (un paraboloide de revolución) es paralelo a la dirección del haz, todos los rayos reflejados pasarán por su punto focal, con lo que el área del receptor puede hacerse tan pequeña como se desee. En el otro extremo, no es posible concentrar la radiación isótropa, que se puede entender como procedente de toda la bóveda celeste y no de un foco puntual.

La radiación solar es un caso intermedio, ya que el Sol no es una fuente luminosa puntual pero tampoco se distribuye por toda la bóveda. Visto desde la superficie de la Tierra, el disco solar subtende un ángulo sólido de 6.08 sr (estereoradianes), lo que corresponde a un semiángulo de apertura angular,  $\theta_s$ , de  $4,653 \cdot 10^{-3}$  rad (16' de arco). Por tanto, la radiación solar directa sobre la superficie terrestre no está formada por rayos perfectamente paralelos entre sí, sino que se distribuyen sobre un cono de direcciones de semiángulo  $\theta_s$  alrededor de la línea que une el punto de observación con el centro del disco solar. Así, no todos los rayos de ese cono alcanzarán un receptor de tamaño arbitrariamente pequeño.

Existe por tanto un valor límite para la razón de concentración de la radiación solar,  $C_{\text{máx},3D}$ , dado por<sup>2</sup>:

$$C_{\text{máx},3D} = \frac{1}{\text{sen}^2(\theta_s)}$$

Para el caso de un sistema concentrador en dos dimensiones (concentradores de foco lineal), este valor límite viene dado por:

$$C_{\text{máx},2D} = \frac{1}{\text{sen}(\theta_s)}$$

Por tanto, los valores límite de la razón de concentración para sistemas concentradores en 3 dimensiones (foco puntual) y 2 dimensiones (foco lineal) son, respectivamente:

$$C_{\text{máx},3D} = 46189$$

$$C_{\text{máx},2D} = 215$$

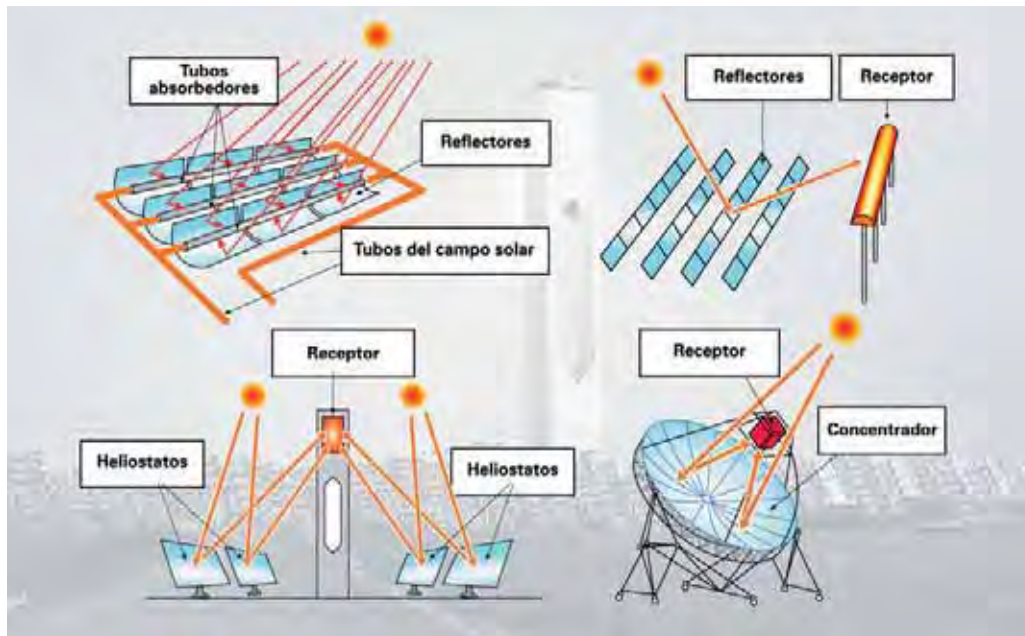
<sup>2</sup> Estos valores pueden obtenerse mediante argumentos basados en el segundo principio de la termodinámica, por lo que se conocen como límites termodinámicos de la razón de concentración. En las expresiones de los valores límite de la razón de concentración proporcionadas en estos apuntes se han omitido, para simplificar, los valores de los índices de refracción de los medios anterior y posterior al concentrador.

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad



Ilustración 1.4. La planta solar termoelectrica PS 10 en funcionamiento.

*Fuente: Abengoa Solar.*



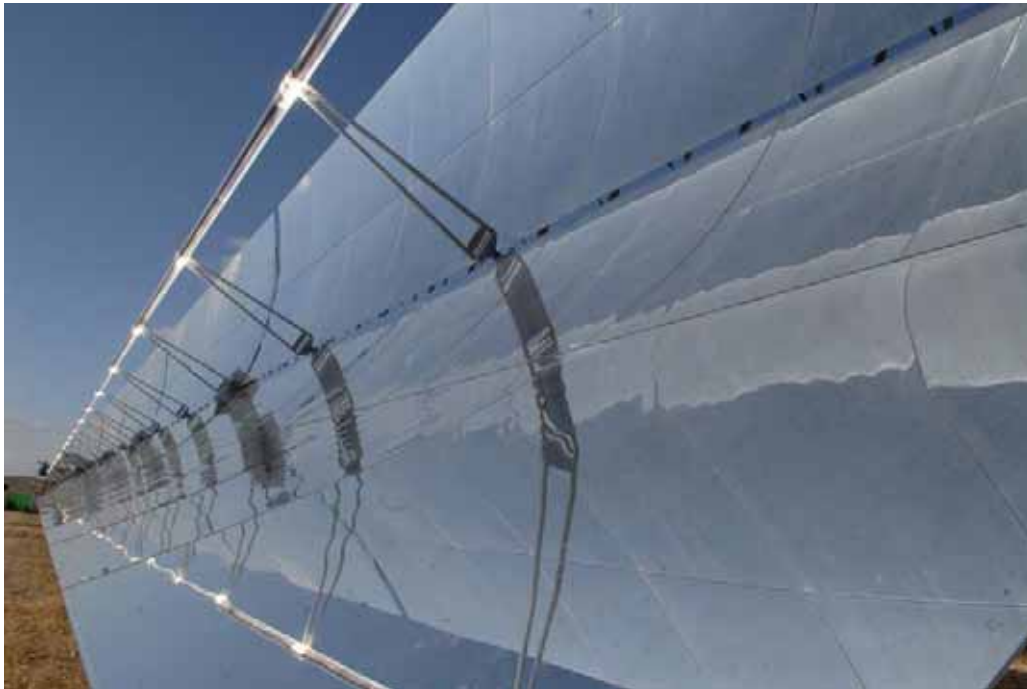
Esquema 1.5. Principales tecnologías de concentración, CP, CLF, RC y DP.

*Fuente: Elaboración propia.*



Actualmente, hay cuatro tecnologías principales de STSC que sobresalen por su alto nivel de desarrollo –mayor en unas que en otras, como es lógico–, con implantación todavía incipiente.

- La más extendida de ellas es la correspondiente a los **canales parabólicos**, (CP o CSP, de su nombre más extendido en inglés) que concentran la radiación en una línea donde se sitúa el absorbedor.



**Ilustración 1.5. Canal parabólico**

*Fuente: Solel.*

- Le siguen en implantación los sistemas de **receptor central** (RC). En este caso, la radiación concentrada se hace incidir sobre un punto en cuyas proximidades se coloca el absorbedor (receptor central) y que, en todos los casos prácticos por ahora, se sitúa en la parte alta de una torre por lo que también se llaman «de torre». (Ilustración 1.6)

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad



**Ilustración 1.6. Planta de receptor central. CESA 1**

*Fuente: Plataforma Solar de Almería.*

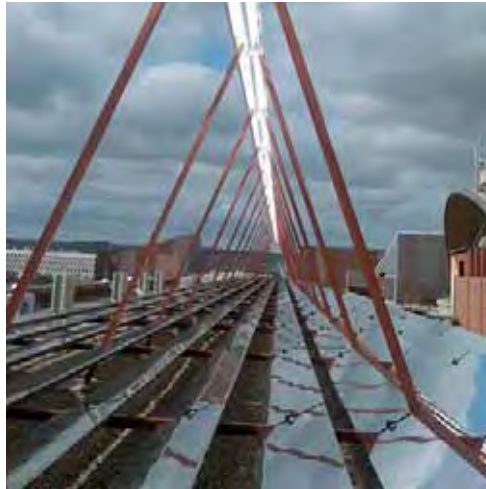
- La tercera tecnología más desarrollada es la de **discos parabólicos** (DP) que, como la de receptor central, concentra la radiación en un punto donde se sitúa el correspondiente absorbedor o receptor; en este caso, también por ahora, un motor Stirling. (Ilustración 1.7)



**Ilustración 1.7. Disco parabólico con motor Stirling.**

*Fuente: SES.*

- Más recientemente ha aparecido una nueva tecnología de concentración, los **reflectores o concentradores lineales de Fresnel (CLF)**, que, de la misma forma que los CP concentran la radiación en una línea donde se coloca el correspondiente absorbedor. (Ilustración 1.8).



**Ilustración 1.8. Ejemplo de Concentrador Lineal de Fresnel. Instalación de refrigeración solar por absorción de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla.**

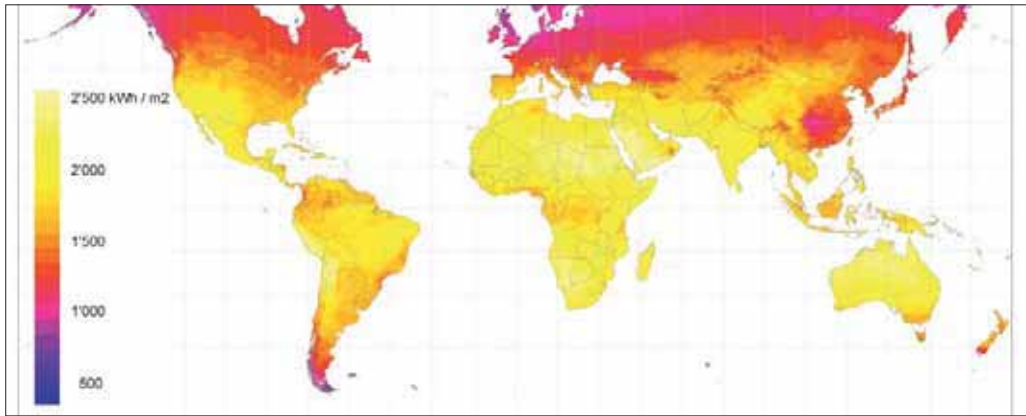
*Fuente: Sergio Ruiz.*

Los campos de aplicación accesibles a estas tecnologías STSC son muy diversos; en realidad, todos los que emplean calor y/o electricidad. Lo ideal –desde un punto de vista termodinámico– sería que las instalaciones concretas fueran de cogeneración y no solo de generación de electricidad. Sin embargo, en la actualidad se están imponiendo estas últimas, que suponen la mayor contribución potencial a la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero y la disminución de la dependencia de los combustibles fósiles en el sistema eléctrico. Son las conocidas **centrales eléctricas termosolares (CETS)**.

Esta magnífica expectativa energética se está concretando en zonas con buenos niveles de radiación solar directa (gráfica 1.4.), y tiene sus mayores posibilidades de implantación masiva en el llamado «cinturón solar», desde donde se puede aportar electricidad a otras zonas con menores niveles de radiación<sup>3</sup>. Es indudable que, además, puede llegar a ser la forma más económica de conseguir electricidad, sobre todo si se trata de instalaciones de hibridación y con almacenamiento que las haga integrables en el sistema energético actual.

<sup>3</sup> Esto es lo que se propone en el proyecto llamado *DESERTEC*.

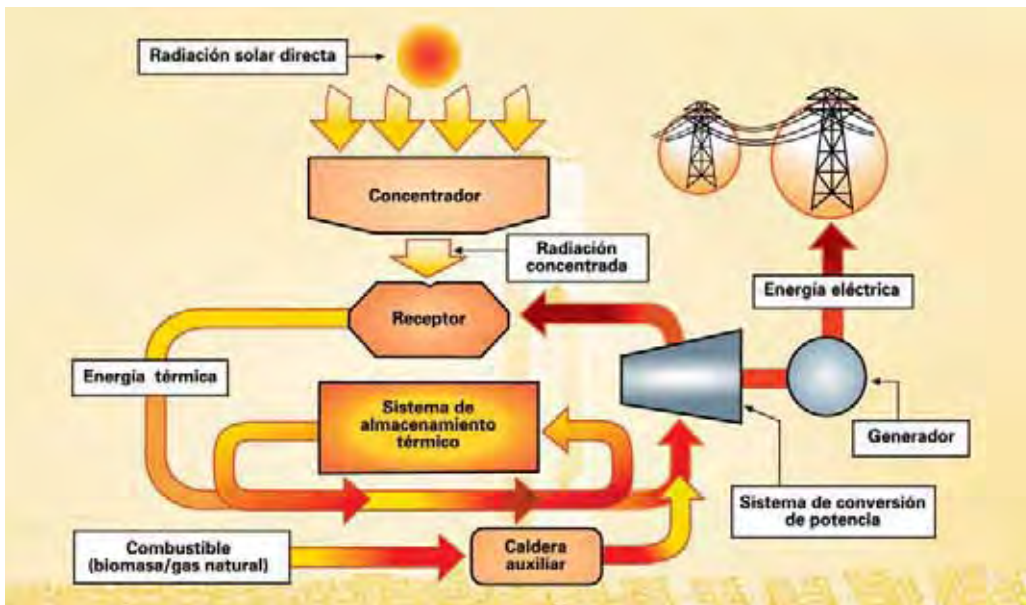
## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad



Gráfica 1.4. Mapa mundial de radiación solar.

Fuente: *Meteonorm.*

Una central eléctrica termosolar –como cualquier sistema termosolar de concentración– se compone de un sistema captador, un sistema absorbedor, un sistema de conversión de potencia y, puede incluir también, un sistema de almacenamiento térmico y otro de combustibles (fósiles o renovables). (Esquema 1.6).



Esquema 1.6. Central Energética Termosolar (CETS).

Fuente: *Elaboración propia.*

El **sistema captador** es el que recibe la radiación solar y la redirige y concentra sobre el absorbedor (receptor), donde se produce la transformación a energía térmica, casi siempre en forma de aumento de la entalpía de un fluido. En circunstancias habituales, la entalpía conseguida en el **absorbedor** se transfiere a un ciclo de potencia –por ahora de vapor, en la mayor parte de los casos– en el que se obtiene el trabajo que luego se transforma en electricidad y/o calor para alimentar algún proceso consumidor de esta forma energética.

Los **sistemas de almacenamiento** y los sistemas de aporte de calor con un **combustible** adicional permiten aportar energía en el ciclo de potencia en momentos en que no hay radiación solar, por lo que este tipo de plantas con almacenamiento térmico y/o caldera adicional permiten generar electricidad en función de la demanda, con los consiguientes beneficios para el conjunto del sistema eléctrico.

A título de explicación, se entiende por «parte solar» los sistemas de captación y de absorción, mientras que el resto es el sistema convencional de potencia. Existen también elementos de transición energética entre una parte y otra, normalmente intercambiadores de calor.

El grado de desarrollo de las distintas opciones de centrales eléctricas termosolares es diverso:

- Los sistemas de **canal parabólico** se encuentran ya muy desarrollados, gracias principalmente al impulso conseguido con las plantas SEGS<sup>4</sup> en el desierto de Mojave (California, EE.UU.), implantadas en la década de los ochenta del siglo pasado, y que están recibiendo un nuevo impulso con las centrales recientemente construidas (Nevada Solar One, de 64 MW) en Estados Unidos y las que se están construyendo en España en estos tiempos. Una de estas centrales españolas, ANDASOL I, ha sido puesta en funcionamiento hace poco, y le seguirán varias más del mismo tipo a lo largo del 2009.
- La tecnología de los sistemas de **receptor central** está recibiendo también un fuerte impulso con la construcción, puesta en marcha y operación comercial de la central PS 10 en Sanlúcar la Mayor (Sevilla) y más recientemente la PS 20 construida con la misma tecnología y justo al lado de la anterior. Sin embargo, aún se requiere un considerable esfuerzo en desarrollo para poder aprovechar masivamente el fuerte potencial de esta tecnología, capaz de producir temperaturas más elevadas que las de CP y, con ello, mayores rendimientos.

<sup>4</sup> Se describirán más detalladamente en el capítulo 3.

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

- Los **discos parabólicos** están ya muy cerca de la comercialización, que se conseguirá cuando se den las condiciones económicas adecuadas, y con ello se salga de la fabricación artesanal y se lleve a la industrial.
- **Los concentradores lineales de Fresnel**<sup>5</sup> que se encuentran en una etapa de demostración tecnológica aunque ya hay plantas comerciales operativas. Creemos que tienen mucho porvenir por su potencial en cuanto a reducción de costes.

Estas dos últimas opciones presentan un gran atractivo: los discos parabólicos por su modularidad, alto rendimiento y el hecho de no necesitar agua para la refrigeración. Los concentradores lineales de Fresnel por su simplicidad y bajo coste potencial, pero sobre todo por las otras posibles aplicaciones, en particular la climatización y el calor de proceso.

Todas las tecnologías mencionadas son adecuadas para la implementación tanto de sistemas «sólo solar» (la radiación solar como única fuente energética), como de sistemas híbridos (la radiación solar combinada con otra fuente energética, como pueden ser combustibles fósiles o biomasa). Esta capacidad de integración proporciona un camino viable de transición desde las plantas actuales que sólo emplean combustibles fósiles hasta las futuras plantas cuya única fuente energética sería la radiación solar.

Las aplicaciones de los STSC pueden englobarse en dos grandes apartados:

- Aplicaciones de química solar, orientadas a la *solarización* de reacciones químicas endotérmicas que permitan la conversión de la energía radiante en energía química (almacenamiento químico). Entre estas reacciones pueden citarse el reformado solar del gas natural o la obtención de hidrógeno solar mediante procesos de electrolisis a alta temperatura, disociación térmica de vapor u otros procedimientos termoquímicos. Nos gusta la producción de carburo de calcio a partir de carbón y de carbonato cálcico como proceso para el almacenamiento energético.
- Otras aplicaciones, como la desalación de agua, la destoxificación de efluentes industriales o agrícolas, el tratamiento o la síntesis de materiales, etc.

A continuación se describe de forma resumida el estado del arte de estas tecnologías, con un enfoque orientado principalmente a la generación de electricidad.

<sup>5</sup> *Augustin-Jean Fresnel (10 de mayo de 1788 – 14 de julio de 1827) fue un físico francés que contribuyó significativamente a la teoría de la óptica ondulatoria. Fresnel estudió el comportamiento de la luz tanto teórica como experimentalmente. Quizás es más conocido por ser el inventor de la lente de Fresnel, que se usó por primera vez en un faro bajo su administración y que hoy en día encuentra muchas aplicaciones. (Fuente: Wikipedia.org).*



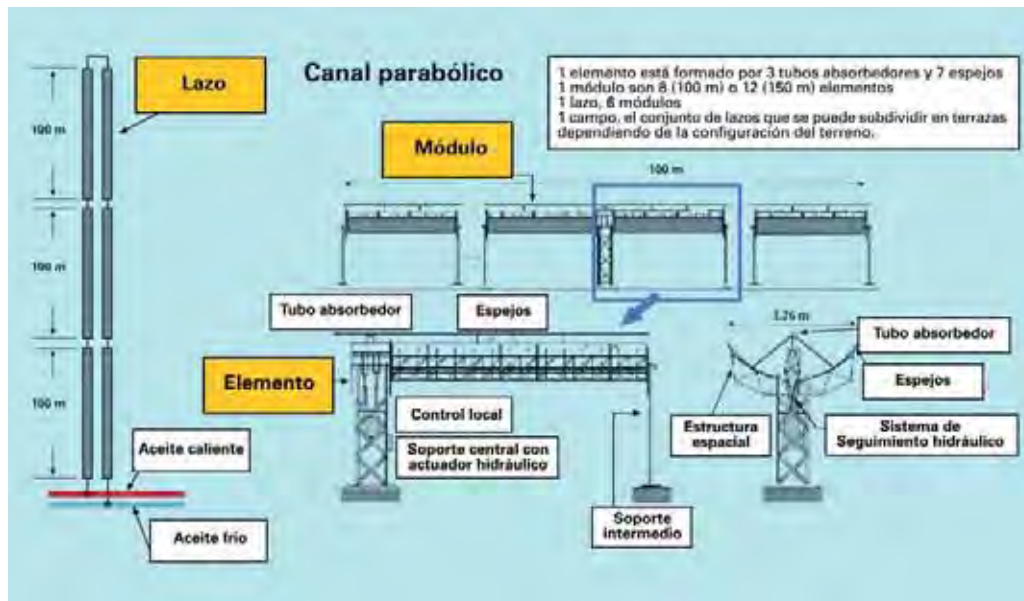
## 2.2. Canales parabólicos

El canal parabólico (CP), está compuesto básicamente por un espejo cilindro-parabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de la parábola, donde se sitúa el absorbedor. La radiación solar concentrada produce el calentamiento (aumento de entalpía) del fluido que circula por el interior del tubo absorbedor.

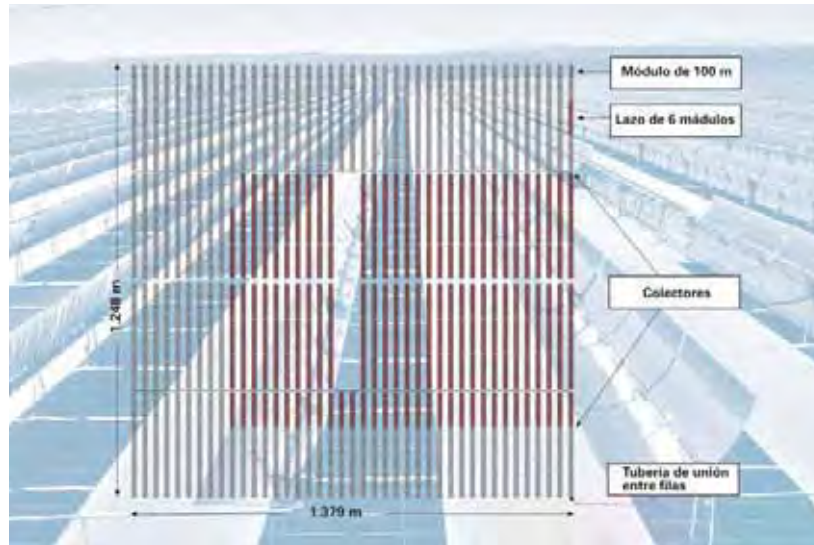
Los CP son, pues, dispositivos solares de concentración con foco lineal que, en el estado actual, pueden operar eficientemente hasta temperaturas del orden de 400 °C.

Los componentes principales de un canal cilindro-parabólico son:

- Reflector cilindro parabólico.
- Tubo receptor-absorbedor.
- Sistema de seguimiento del sol.
- Estructura metálica que sujeta el conjunto.



Esquema 1.7. Configuración de un campo de canales parabólicos: elemento, módulo y lazo.



Esquema 1.8. Configuración de un campo de canales parabólicos.

### 2.2.1. El concentrador de canal parabólico

La misión del concentrador de canal parabólico es reflejar y redirigir la radiación solar directa incidente hacia el tubo absorbedor para hacerla llegar a la superficie del absorbedor, donde la radiación solar se transforma en energía térmica. Se trata, en definitiva, de un espejo curvado en una de sus dimensiones en forma de parábola que concentra sobre su línea focal toda la radiación solar que atraviesa el plano de apertura del dispositivo.

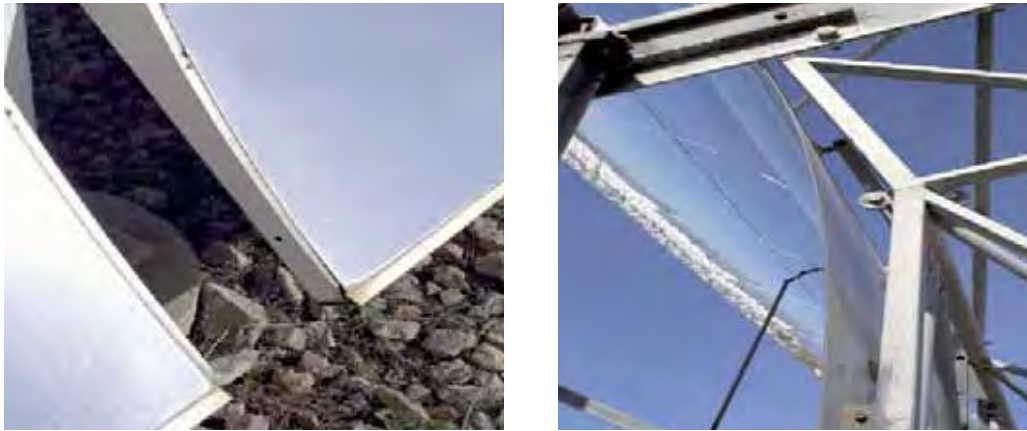
Actualmente, la superficie especular se consigue a base de espejos, similares a los de uso común, con la particularidad de que el vidrio que sirve de soporte a la película de plata es de bajo contenido en hierro, con lo cual tiene alta transmitancia.

Según el espesor del vidrio sobre el que se deposita la película reflectante de plata hay dos tipos diferentes de espejos: de vidrio grueso (espesor  $\geq 3\text{mm}$ ) y de vidrio delgado (espesor  $\leq 1,5\text{ mm}$ ).

El vidrio grueso se curva en caliente para que adopte la forma parabólica antes de depositar la película de plata, de modo que los espejos pueden ir colocados directamente sobre la estructura metálica del canal (Ilustración 1.9). Son los mayoritariamente empleados en las plantas existentes y en las que se están construyendo.

Cuando el vidrio es delgado ( $\leq 1,5\text{mm}$ ) el espejo posee la suficiente flexibilidad como para curvarlo en frío y se puede fijar directamente a un soporte de chapa metálica o de otro material, que asegura la adecuada curvatura del concentrador.





**Ilustración 1.9. Detalles de un canal parabólico.**

La superficie especular también se puede obtener mediante chapas de aluminio pulido de alta reflectancia especular (en torno al 80%), en las que el material soporte actúa a la vez de elemento reflectante. La principal ventaja de esta opción es su bajo coste, pero su durabilidad es baja, ya que la superficie del aluminio se deteriora con cierta rapidez cuando está expuesta a la intemperie, disminuyendo su reflectividad, por lo que los reflectores de chapa de aluminio no suelen usarse para aplicaciones industriales de larga duración.

### **2.2.2. El tubo absorbedor**

Es un elemento clave del canal parabólico. Su función es convertir la radiación solar concentrada en aumento de energía térmica del fluido de trabajo. Para temperaturas por debajo de 300 °C, el absorbedor puede ser un simple tubo de acero con un recubrimiento superficial adecuado (cobalto, cromo...). Sin embargo, para las temperaturas de trabajo típicas en una CETs de canales parabólicos se vienen utilizando tubos de vacío, constituidos por dos tubos concéntricos, el interior de acero con un tratamiento o recubrimiento selectivo en su superficie, y el exterior de vidrio. Entre ambos tubos se hace el vacío (aproximadamente 0,013 Pa<sup>6</sup> en un tubo nuevo). El recubrimiento selectivo consiste en un tratamiento superficial especial que le confiere una propiedad absorbente selectiva, con una elevada absorptancia (>90%) en las longitudes de onda corta de la radiación solar incidente y una baja emisividad (<30%) en el espectro infrarrojo de onda larga en las que emite el propio tubo a su temperatura de funcionamiento.

<sup>6</sup> Aproximadamente una cienmilésima parte de la presión atmosférica.

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

El tubo de vidrio que rodea al tubo interior metálico tiene la doble misión de reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo metálico y de proteger de las inclemencias meteorológicas su recubrimiento selectivo. Además de aprovechar las propiedades selectivas transmisivas típicas de los vidrios –alta transmitancia en las longitudes de onda corta del absorbedor– suele añadirse también un tratamiento antirreflectante en las dos caras, para así aumentar más su transmitancia a la radiación solar y, consiguientemente, el rendimiento óptico del conjunto. Con todo ello se obtiene un elevado rendimiento energético entendido este como el cociente entre el aumento de entalpía conseguido y la radiación solar incidente.

La reposición o reparación de tubos absorbedores es el factor de mayor peso en los costes de operación y mantenimiento de una planta de canales parabólicos. Los fallos más frecuentes son:

- Pérdida del vacío entre tubos. Provoca un importante incremento de pérdidas térmicas y un aumento de la temperatura del tubo de vidrio, con el consiguiente aumento de tensiones térmicas.
- Degradación del recubrimiento selectivo. Resulta en una disminución de la absorptancia y aumento de emisividad.



**Ilustración 1.10. Tubo absorbedor.**

*Fuente: SCHOTT Solar.*

- Rotura del vidrio. La unión vidrio-metal, que debe ser estanca y trabajar adecuadamente ante las tensiones y deformaciones de origen térmico, es un punto crítico en el diseño de estos elementos.

El mantenimiento del vacío entre los tubos de vidrio y metal, como hemos dicho, es un punto crítico. La permeabilidad del tubo de acero a algunos gases (fundamentalmente el hidrógeno) producidos por la descomposición del aceite térmico al trabajar a temperaturas elevadas es la causa principal de la pérdida de vacío. Para paliar este problema, se instalan unos dispositivos llamados *getters* (compuestos metálicos que absorben las moléculas de gas) en el espacio anular entre tubos. Además, se incluye en este espacio otro *getter* de bario evaporable que sirve como testigo de la condición de vacío.

La capa antirreflectante del tubo de vidrio debe ser resistente a la intemperie y a la abrasión causada por los procedimientos de limpieza de los tubos.

Actualmente los distintos tipos de tubos absorbedores que se han venido utilizando en las plantas SEGS de California, fabricados por la ya desaparecida empresa Luz (Israel), se consideran superados por la última generación de tubos fabricados por Solé (UVAC 2 y 3) y SCHOTT Solar (SCHOTT Solar PTR70). Estos tubos presentan las siguientes ventajas con respecto a los anteriores:

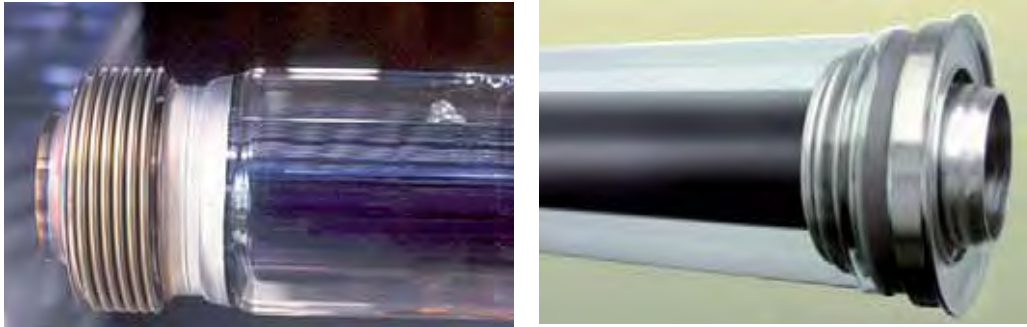
- Mejora de la unión vidrio-metal.
- Mejora del recubrimiento selectivo del tubo de acero (cermet).
- Mayor estabilidad y resistencia del recubrimiento antirreflexión del tubo de vidrio.

La aparición de una incipiente competencia en el mercado, hasta hace poco monopolio de la empresa Luz y, luego, de Solé –heredera de los derechos de propiedad de Luz–, hace prever una reducción de costes en un futuro más o menos cercano.

Por el interior del tubo absorbedor circula el fluido de trabajo. Existe una amplia variedad de fluidos térmicos para canales parabólicos, siendo los principales:

- aceites o siliconas sintéticos
- aceites minerales
- sales fundidas
- agua
- líquidos iónicos
- aire u otro gas

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad



**Ilustración 1.11. Nuevos receptores de SOLEL (izquierda) y SCHOTT Solar (derecha).**

*Fuente: SOLEL Y SCHOTT Solar.*

El tipo de fluido que se utiliza en los canales parabólicos (CP) depende sobre todo de la temperatura máxima de operación. Si las temperaturas que se desean son moderadas ( $<200\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), se puede utilizar agua desmineralizada o una mezcla con etilén-glicol como fluido de trabajo.

El estado actual de la tecnología para las centrales eléctricas termosolares (CETS), remite casi exclusivamente a los aceites y siliconas sintéticos. Las bajas presiones de vapor de los aceites sintéticos y minerales permiten trabajar a presiones no muy altas en estado líquido, facilitando el uso de materiales económicos para las tuberías y simplificando la instalación y las medidas de seguridad. Para aplicaciones que requieren temperaturas más bajas (hasta  $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) se emplean aceites minerales como el caloría HT o agua presurizada con glicol.

La generación directa de vapor de agua (GDV) será probablemente el próximo paso en la evolución de la tecnología de canales parabólicos, pero su complejidad es elevada al producirse cambio de fase en los tubos y, además, requiere trabajar a elevadas presiones. No obstante, hay que mencionar que esta tecnología de generación de vapor se ha investigado con intensidad en la Plataforma Solar de Almería dentro del proyecto DISS. Los resultados obtenidos son muy prometedores, puesto que se ha conseguido producir vapor sobrecalentado a  $400\text{ }^{\circ}\text{C}/100\text{ bar}$  directamente en los propios CP de forma estable. La tecnología GDV ha de permitir mejoras sustanciales de rendimiento y una disminución notable de los costes de generación a medio plazo. De hecho, hay ya una propuesta de planta comercial de estas características.

Los líquidos iónicos poseen características muy interesantes, pero su aplicación a las CETs de canales parabólicos está aún lejos de ser viable. Las pobres propiedades del aire como fluido térmico limitan su uso a aplicaciones muy específicas de calor de proceso. Finalmente, el empleo de sales fundidas como HTF es muy atractivo, ya que, entre otras ventajas frente a los aceites y siliconas sintéticos, puede emplearse también como fluido en el sistema de almacenamiento, reduciendo así la necesidad de costosos intercambiadores de calor aceite-sales. Sin embargo, presenta graves inconvenientes, el principal es la necesidad de proveer los mecanismos necesarios para garantizar que en ningún caso se produzca la congelación de las sales en los tubos. Y su aplicación a nivel comercial no está probada.

Por tanto, las opciones disponibles para una planta comercial en la actualidad se reducen al grupo de los aceites y siliconas sintéticos. Entre estos, los más conocidos y empleados son el óxido de bifenil-difenil (Therminol VP-1 de Solutia, Dowtherm A de Dow Chemical), muy estables y empleados en las últimas plantas SEGS de California, y una silicona sintética, superior en cuanto a prestaciones a los aceites anteriores, pero más caro. El empleo de este tipo de aceites lleva consigo la limitación de la temperatura máxima de operación (a partir de aproximadamente 400 °C los aceites sintéticos mencionados se degradan, perdiendo sus propiedades).

### **2.2.3. El sistema de seguimiento**

Un CP, como cualquier sistema solar de concentración, solo puede aprovechar la radiación solar directa y esto exige que el dispositivo vaya provisto de un mecanismo de seguimiento que lo mueva a lo largo del día conforme el sol describe su trayectoria diaria aparente en el cielo. El sistema de seguimiento solar más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro parabólicos alrededor de un solo eje. La ilustración 1.12 muestra un sistema de canal parabólico con seguimiento en un eje.

Un canal parabólico completo está formado por varios módulos unidos rígidamente en serie y movidos por un mismo mecanismo de seguimiento.

La rotación del canal requiere de un mecanismo de accionamiento, eléctrico o hidráulico, que lo mueva de acuerdo con la posición del sol. Para canales grandes, como el EURO TROUGH, los altos pares mecánicos requeridos para girar el dispositivo obligan a usar mecanismos hidráulicos. Con el fin de abaratar costes y simplificar la construcción del CP, un solo mecanismo de accionamiento mueve varios módulos concentradores conectados en serie y operados conjuntamente como un solo elemento.

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad



**Ilustración 1.12. Sistema de seguimiento en un eje de un canal parabólico accionado por un motor eléctrico.**

*Fuente: Plataforma Solar de Almería.*

El esquema 1.7 muestra un módulo de CP formado por ocho elementos, de 12 metros de longitud y 5,7 metros de ancho cada uno, unidos rígidamente entre sí de forma que un sistema hidráulico instalado en el soporte central gire simultáneamente los ocho elementos concentradores tipo EUROTROUGH. Así, un único mecanismo de accionamiento mueve una superficie total de captación de 547,2 m<sup>2</sup>.

El movimiento del canal parabólico está gobernado por un control electrónico de forma que el dispositivo esté siempre perfectamente enfocado hacia el sol.

En los campos de CP, varios canales se unen en serie para formar «lazos» que, a su vez, se conectan en paralelo hasta conseguir la potencia térmica deseada.

Ha habido algunas iniciativas de canales parabólicos con movimiento de dos ejes que podríamos llamar de media temperatura. El más destacado fue el campo MAN del subproyecto DCS (Distributed Collector System), parte del proyecto SSPS (Small Solar Power System) que la Agencia Internacional de la Energía instaló en la Plataforma Solar de Almería a principios de la década de los ochenta del siglo XX. Este dispositivo capta más energía que los de movimiento en un solo eje pero tiene algunos inconvenientes, los principales son el mayor coste inicial y que las tuberías de distribución del fluido caloportador tienen más recorrido y, por tanto, más pérdidas tanto térmicas como de presión.





**Ilustración 1.13. Canal parabólico con seguimiento en dos ejes Helioman en proceso de limpieza.**

*Fuente: Plataforma Solar de Almería.*

En la fotografía de la ilustración 1.13 aparece el proceso de limpieza que se empleaba en la Plataforma Solar de Almería.

La misión de la estructura soporte, con su correspondiente cimentación, es dar rigidez al conjunto de elementos que integran el canal parabólico y garantizar la correcta alineación del mismo, imprescindible para su buen funcionamiento. Para ello se emplean normalmente estructuras metálicas y apoyos de hormigón.

Desde que en los pasados años 80 se retomara el interés por esta tecnología para la generación de electricidad, la tendencia ha sido aumentar el tamaño del concentrador, situándose actualmente en torno a los 5 m de apertura y 100-150 m de longitud del CP. Los concentradores empleados en las plantas SEGS son una buena muestra de ello, habiéndose pasado del modelo LS-1 (2,5 m de ancho por 50,2 m de longitud) al LS-2 (5,0 m x 47,1 m) y, finalmente, al LS-3 (5,76 m x 99,0 m).

El modelo EURO TROUGH conserva las dimensiones del LS-3, pero con una nueva estructura espacial realizada a base de perfiles huecos y desarrollada sobre una caja de torsión central. Sobre el diseño básico de EURO TROUGH se han realizado varias mejoras, dando lugar a distintas versiones del canal parabólico.

La empresa Duke Solar (luego Solargenix) desarrolló un nuevo canal basado en el LS-2, conocido como DS-1. El diseño de este canal, con estructura de aluminio, pone especial énfasis en la facilidad de montaje en campo.

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

La empresa española Sener ha desarrollado un nuevo canal (SENERTROUGH) de dimensiones similares a los canales LS-3 o EUROTROUGH, pero empleando tubo central y chapa estampada para las costillas de la estructura.

Hace ya bastante tiempo la empresa CASA desarrolló en sus instalaciones de Getafe una pequeña instalación de canal parabólico que nos fue cedida a la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla y que estuvo instalada, con pequeñas modificaciones, en la azotea de la Escuela cuando esta se hallaba ubicada en la avenida Reina Mercedes. Hemos podido conservar los espejos y las estructuras, que se parecen mucho en su concepción al nuevo desarrollo de Sener. Probablemente aquella instalación se adelantó en el tiempo, y ni la empresa CASA tuvo el impulso empresarial suficiente, ni nuestro grupo tuvo el apoyo institucional necesario. No obstante, aprendimos muchísimo de estas tecnologías al resolver los problemas prácticos que surgieron.

En la siguiente tabla se resumen las características más destacadas de algunos de los principales canales parabólicos.

Módulo	Luz LS-1	Luz LS-2	Luz LS-3 EuroTrough ET-100/150	Solargenix DS-1	
Año	1984	1988	1989	2004	2004
Área (m <sup>2</sup> )	128	235	545	545/817	470
Apertura (m)	2,5	5	5,7	5,7	5
Longitud (m)	50	48	99	100/150	100
Diámetro receptor (m)	0,042	0,7	0,7	0,7	0,7
concentración	61:1	71:1	82:1	82:1	71:1
Rendimiento óptico	0,734 <sup>a</sup>	0,764 <sup>a</sup>	0,8 <sup>a</sup>	0,78 <sup>b</sup>	0,78 <sup>b</sup>
<i><sup>a</sup>Datos del fabricante; <sup>b</sup>Resultados experimentales en campo</i>					

**Tabla 1.1. Características de algunos de los principales modelos de canal parabólico.**

### 2.2.4. Balance energético

La transformación de la radiación solar en energía térmica que se produce en el canal parabólico comporta una serie de procesos que conllevan unas pérdidas o rendimientos asociados. Normalmente, las pérdidas suelen ser de tres clases: geométricas, ópticas y térmicas.

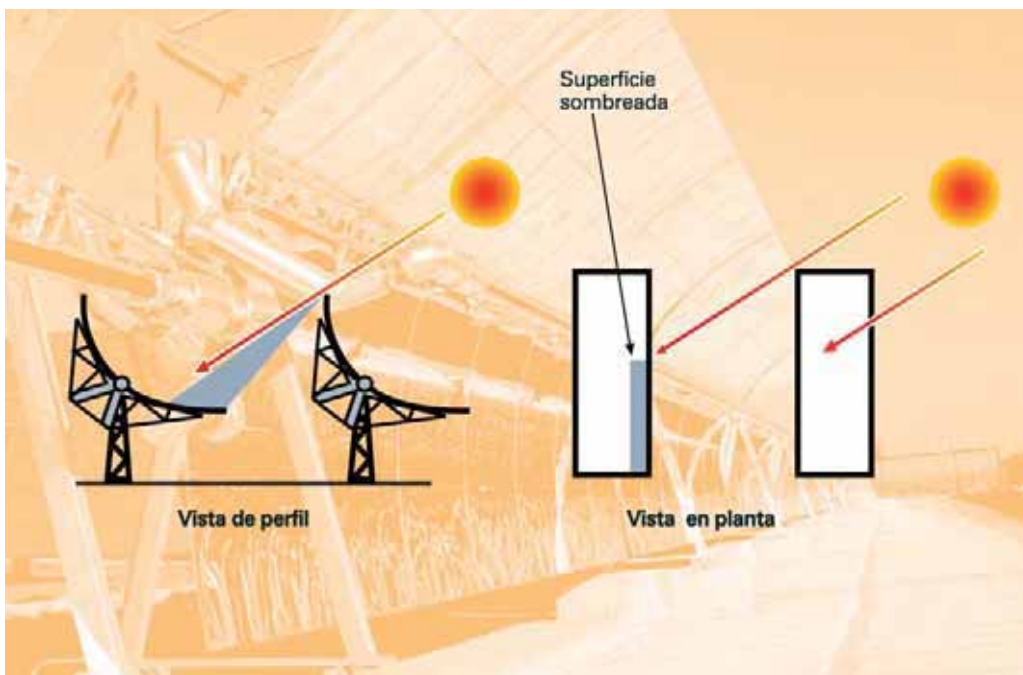


### a) Pérdidas geométricas

La geometría de los sistemas de canal parabólico lleva asociada una disminución de su área efectiva de captación. Estas pérdidas se dividen en dos grupos:

- a) debidas a la posición relativa de los canales entre sí;
- b) inherentes a cada canal.

Las del primer grupo son las llamadas «pérdidas por sombras» y están causadas por la sombra parcial que algunos canales pueden proyectar en los adyacentes. Obviamente, cuanto mayor distancia exista entre las filas paralelas de captadores, menor será la sombra que unos provocan sobre otros. El esquema 1.9. describe este tipo de pérdidas geométricas por sombra, en perfil y en planta.

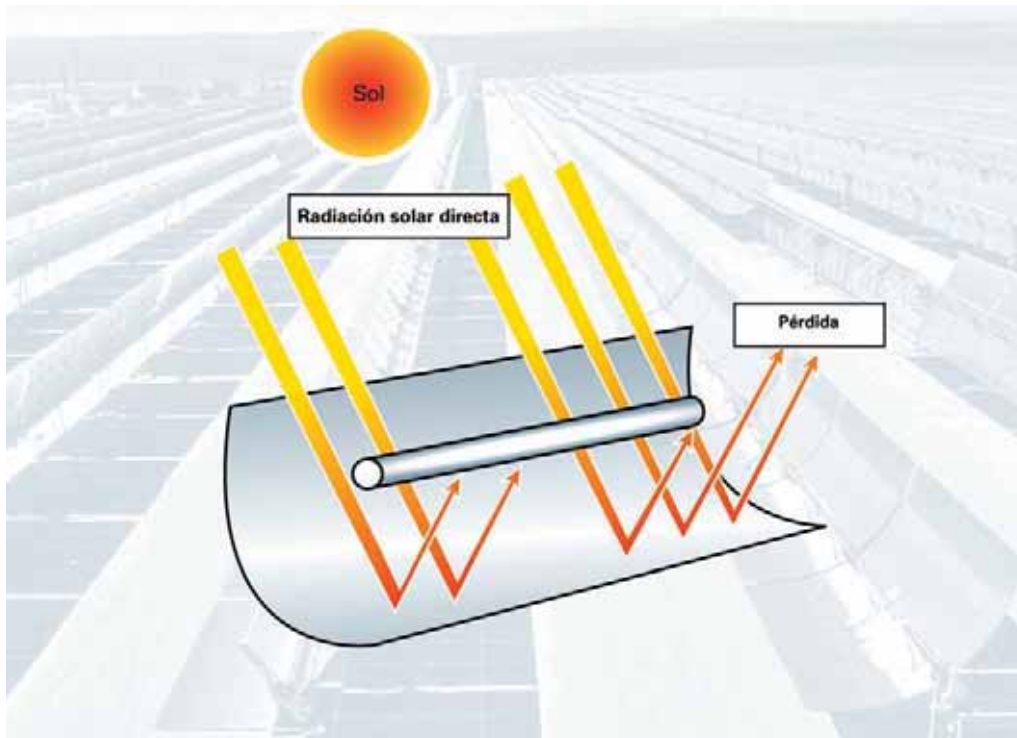


Esquema 1.9. Pérdidas geométricas por sombra, en perfil y en planta.

*Fuente: Elaboración propia.*

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

Las pérdidas geométricas inherentes a cada canal parabólico (CP) están causadas por el hecho de que estos dispositivos tienen un sistema de seguimiento en un solo eje y, por tanto, solo pueden girar alrededor él. Esto da lugar a la existencia del llamado *ángulo de incidencia*,  $\phi$ , que es el ángulo formado por la radiación solar directa que incide sobre el plano de apertura del captador y la normal a dicho plano. Este ángulo de incidencia depende de la hora y el día del año, en función de la posición del sol respecto del canal, y provoca que en sus extremos haya una pérdida de superficie reflectante útil.



**Esquema 1.10. Pérdidas geométricas por no intercepción.**

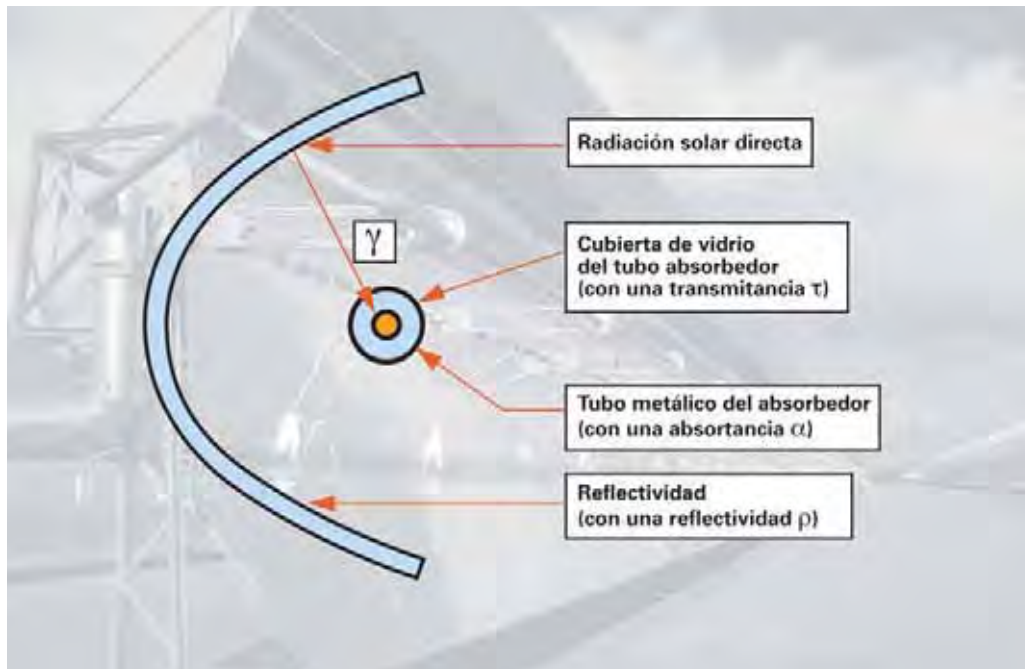
*Fuente: Elaboración propia.*

Cuando el ángulo de incidencia es distinto de cero no solo se reduce el área efectiva de captación, sino que también se ven afectados los valores de reflectancia, absorptancia y transmitancia, parámetros que presentan un valor máximo cuando el ángulo de

incidencia es 0. El efecto del ángulo de incidencia en el rendimiento del canal se cuantifica mediante un parámetro que se denomina *modificador por ángulo de incidencia*,  $K$ , que se explica más adelante.

## b) Pérdidas ópticas

Las imperfecciones de los diversos elementos que constituyen el sistema –superficie reflectante, tubo de vidrio, superficie del absorbedor, etc.– provocan que solo una parte de la radiación solar directa que incide sobre la superficie del concentrador parabólico llegue al fluido que circula por el interior del tubo absorbedor. El esquema 1.11. muestra los cuatro parámetros que intervienen en las pérdidas ópticas de un canal parabólico, que son:



Esquema 1.11. Resumen de pérdidas ópticas en un CP.

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

- *Reflectancia* de la superficie del concentrador parabólico,  $\rho$ . Las superficies reflectantes de los espejos no son perfectas, por lo que solo parte de la radiación incidente se refleja. Los valores típicos de la reflectancia están alrededor del 90%, que disminuyen al aumentar la suciedad de la superficie reflectora. Para dar una idea, la reflectancia de los canales parabólicos instalados en la Plataforma Solar de Almería, es el 92% cuando están limpios. Estos valores disminuyen a razón de 0,26% por día, debido al ensuciamiento progresivo de los espejos.
- *Factor de intercepción*,  $\gamma$ . Una fracción de la radiación solar reflejada por los espejos no alcanza la cubierta de vidrio del tubo absorbedor debido a diversas causas, como imperfecciones microscópicas o macroscópicas de los espejos, errores de posicionamiento del canal o, incluso, el bloqueo que pueden suponer los soportes del tubo absorbente. Estas pérdidas se cuantifican con el llamado factor de intercepción. Un valor típico de este parámetro óptico es 95%.
- *Transmitancia* de la cubierta de vidrio,  $\tau$ . Como ya se ha indicado anteriormente, el tubo absorbedor metálico está situado dentro de una cubierta tubular de vidrio para disminuir las pérdidas térmicas y proteger la superficie absorbente selectiva. Una fracción de la radiación solar reflejada por los espejos y que alcanza la cubierta de vidrio del tubo absorbedor no es capaz de atravesarlo. La razón entre la radiación que pasa a través de la cubierta transparente de vidrio y la radiación total incidente sobre ella da la transmitancia de dicha cubierta de vidrio. Un valor típico de este parámetro es 90-95%, dependiendo de que el vidrio haya sido objeto de un tratamiento antirreflectante o no.
- *Absortancia* de la superficie selectiva,  $\alpha$ . Este parámetro cuantifica la cantidad de radiación incidente sobre la superficie selectiva que ésta puede absorber. Un valor típico de la absortancia es del rango 90-96%.

Al producto de los cuatro parámetros descritos anteriormente (reflectancia, absortancia, transmitancia y factor de intercepción, en condiciones nominales) se le denomina *rendimiento óptico pico* del canal parabólico:

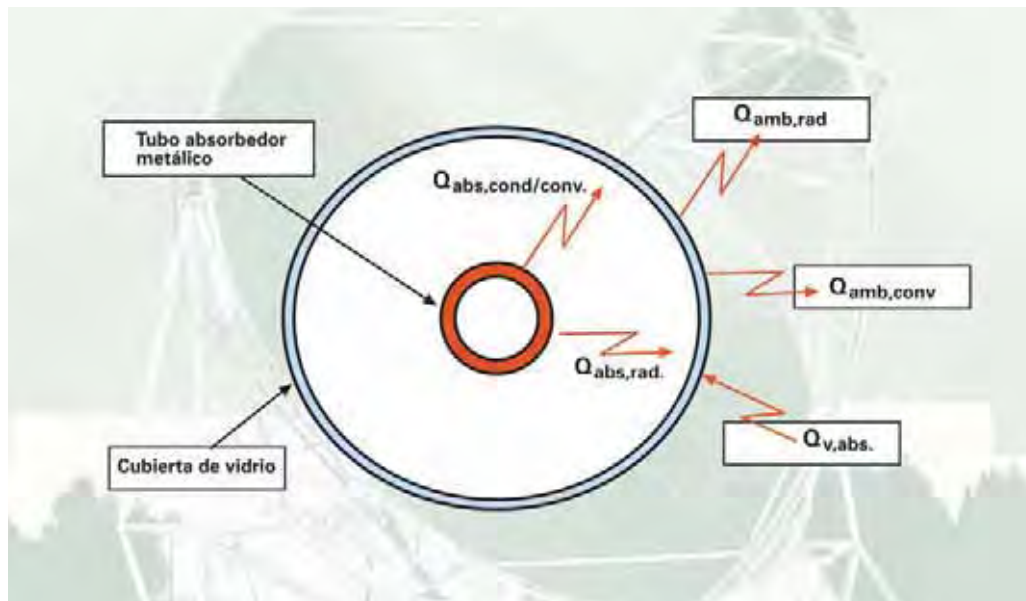
$$\eta_{opt, 0^\circ} = \rho \times \alpha \times \tau \times \gamma$$

### c) Pérdidas térmicas

Después de las ópticas, las pérdidas térmicas ocupan el siguiente lugar en orden de importancia en un canal parabólico. Se producen principalmente en dos lugares: en el tubo absorbedor y en las tuberías de fluido térmico, siendo bastante más importantes las del absorbedor.

Las pérdidas térmicas asociadas al tubo absorbedor pueden ser: pérdidas de calor por conducción a través de los soportes de los tubos absorbedores; pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo absorbedor hacia la cubierta de vidrio, y pérdidas por convección y radiación desde el tubo de vidrio al ambiente. En aquellos tubos absorbedores en los que entre el tubo metálico y el de vidrio hay vacío, las pérdidas térmicas por conducción y convección desde el tubo metálico hacia la cubierta de vidrio quedan prácticamente eliminadas, y solo hay pérdidas por radiación infrarroja entre el tubo metálico y la cubierta de vidrio.

Aunque cada una de las pérdidas térmicas anteriormente mencionadas podría calcularse analíticamente, aplicando las bien conocidas ecuaciones que rigen los procesos de transferencia de calor por radiación, convección y conducción, en la práctica, las pérdidas térmicas globales,  $Q_L$ , en un canal parabólico se cuantifican mediante ecuaciones basadas en resultados experimentales.



Esquema 1.12. Pérdidas térmicas.

#### d) Rendimiento de un canal parabólico

Como consecuencia de todas las pérdidas geométricas, ópticas y térmicas que tienen lugar en un CP, la energía térmica útil que se obtiene es menor que la que daría en condiciones ideales si no existieran dichas pérdidas. Al cociente entre esos dos valores se le puede llamar eficiencia del dispositivo.

Se suelen definir tres rendimientos diferentes y un parámetro representativo:

- Rendimiento óptico con un ángulo de incidencia de  $0^\circ$  (rendimiento óptico pico),  $\eta_{opt,0^\circ}$ . Tiene en cuenta todas las pérdidas ópticas que tienen lugar en el captador con un ángulo de incidencia de  $0^\circ$ . Su valor viene dado por el producto de estos cuatro factores: reflectancia de los espejos, transmitancia del tubo de vidrio, factor de interceptación (que tiene en cuenta la parte de radiación reflejada que por cualquier causa no llega al absorbedor) y absorptancia de la superficie selectiva que recubre el tubo metálico absorbedor.
- Rendimiento térmico,  $\eta_t$ . Considera todas las pérdidas térmicas que tienen lugar en el captador.
- Rendimiento global,  $\eta_{global}$ . Considera todas las pérdidas, tanto ópticas como geométricas y térmicas, que tienen lugar en el captador.
- Modificador por ángulo de incidencia, K. Considera todas las pérdidas ópticas y geométricas que tienen lugar en el captador para un ángulo de incidencia  $\phi \neq 0^\circ$  y que no se tienen en cuenta en  $\eta_{opt,0^\circ}$  (pérdidas geométricas de final de captador; bloqueo de la radiación concentrada por parte de los soportes del tubo receptor-absorbedor, e influencia del ángulo de incidencia en la absorptancia y transmitancia del tubo absorbedor y en la reflectancia de los espejos).

La energía solar incidente sobre un CP viene dada por:

$$Q_{sol} = S_c \cdot I \cdot \cos(\phi)$$

siendo:

$Q_{sol}$  = energía solar incidente sobre el captador (W)

$S_c$  = área de apertura de la superficie reflectiva del captador ( $m^2$ )

I = radiación solar directa ( $W/m^2$ )

$\phi$  = ángulo de incidencia

Por otra parte, la energía térmica útil suministrada por el captador viene dada, en términos del incremento entálpico que experimenta el fluido de trabajo en el captador, por:

$$Q_{\text{útil}} = q_m \cdot (h_{\text{sal}} - h_{\text{ent}})$$

siendo:

$Q_{\text{útil}}$  = energía térmica útil suministrada por el captador (W)

$q_m$  = caudal másico del fluido de trabajo (kg/s)

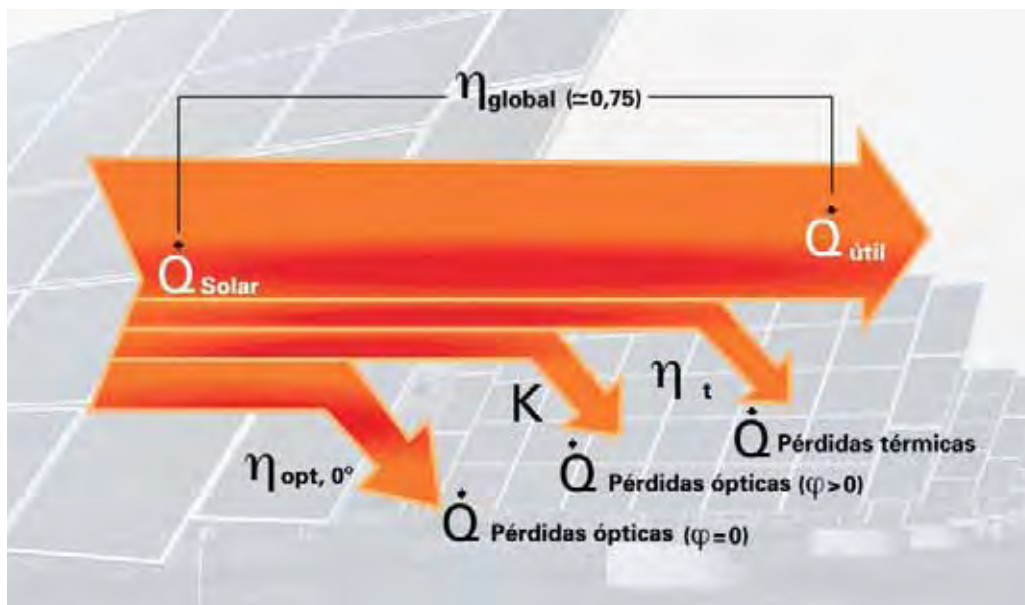
$h_{\text{sal}}$  = entalpía específica del fluido de trabajo a la salida del captador (J/kg)

$h_{\text{ent}}$  = entalpía específica del fluido de trabajo a la entrada al captador (J/kg)

El rendimiento global del captador viene dado como el cociente entre la energía térmica útil obtenida en el captador y la energía solar incidente:

$$\eta_{\text{global}} = Q_{\text{útil}} / Q_{\text{sol}}$$

El esquema 1.13 representa gráficamente el balance energético en un CP, ilustrando el significado de los rendimientos y del modificador por ángulo de incidencia explicados en los párrafos anteriores.



Esquema 1.13. Balance energético de un canal parabólico (conversión de energía radiante en energía térmica).



## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

El rendimiento óptico  $\eta_{\text{opt},0^\circ}$  no depende de la radiación solar ni de la temperatura de trabajo del fluido, pero sí del grado de ensuciamiento del reflector, ya que afecta a la reflectancia de los espejos y a la transmitancia de la cubierta de vidrio del tubo absorbedor. Esta dependencia obliga a que cuando da este valor, el fabricante tiene que especificar el grado de limpieza para el cual es válido. El grado de limpieza se refiere a la reflectancia de los espejos y a la transmitancia del tubo de vidrio.

Un valor típico aproximado del rendimiento óptico pico es 0,75, para un grado de limpieza del 100%.

El modificador por ángulo de incidencia,  $K$ , depende directamente del ángulo de incidencia, siendo  $K=1$  para  $= 0^\circ$ , y  $K=0$  para  $= 90^\circ$ . El valor de  $K$  se da como una función  $K=K(\phi)$  que se determina experimentalmente.

El rendimiento térmico depende directamente de la temperatura de trabajo del fluido y de la radiación solar directa.



**Ilustración 1.14. Canal parabólico en operación.**

*Fuente: Abengoa Solar.*



### 2.3. Sistemas de receptor central (RC)

En este caso, el sistema concentrador es un conjunto de espejos móviles (helióstatos) que conforman un concentrador tipo Fresnel que lleva la radiación a un absorbedor, normalmente colocado en la parte alta de una torre –por lo que a estos dispositivos también se les llama de torre central–, donde se produce la transformación deseada de la radiación solar concentrada incidente en energía térmica de un fluido de transporte.



**Ilustración 1.15. Planta de receptor central Solar Two, en Barstow (Estados Unidos).**

Los sistemas de receptor central (RC) son, por tanto, STSC que concentran la radiación solar en tres dimensiones (teóricamente, en un punto), por lo que pueden alcanzar un valor elevado de la razón de concentración y, por tanto, operar a temperaturas altas (por encima de 1.000 °C en el futuro).

### 2.3.1. Componentes

Los componentes principales de un sistema de receptor central son:

- El sistema concentrador formado por un campo de heliostatos.
- La torre.
- El receptor.
- El sistema de control.

Además, el funcionamiento de un RC requiere una serie de sistemas y equipos auxiliares, como el sistema de caracterización de imágenes, blancos lambertianos para evaluación de imágenes y ajuste de offsets, etc., que no se tratarán aquí.

### 2.3.2. El heliostato

El heliostato es, junto con el receptor, el componente más característico de una central energética termosolar de receptor central, y representa una fracción muy significativa del coste total de la planta de alrededor del 50%.

La Real Academia Española de la Lengua definía *heliostato*, en la edición de 1984 de su diccionario:

Instrumento geodésico que sirve para hacer señales a larga distancia, reflejando un rayo de luz solar siempre en dirección fija, por medio de un espejo que, regido por un mecanismo, sigue el movimiento aparente del Sol.

En la última edición del diccionario, la Academia ha pretendido dar respuesta a estos nuevos tiempos y lo define de este modo:

Heliostato o heliostato. (*De helio-* y *-stato*). 1. m. Aparato que, mediante un servomecanismo, hace que un espejo siga el movimiento diurno del Sol, recogiendo así la máxima energía para su utilización calorífica.

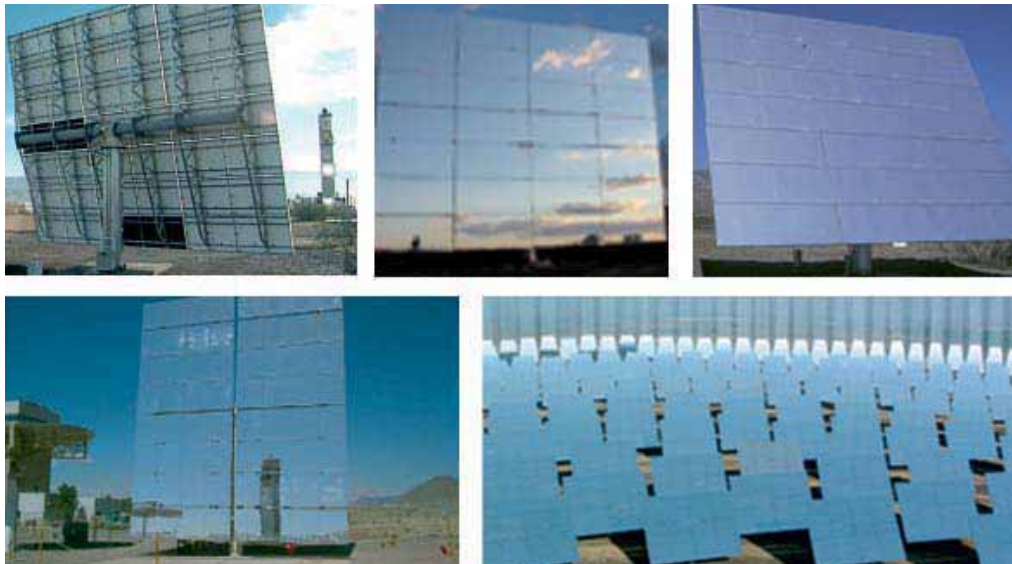
Lo de «utilización calorífica» no es suficientemente adecuado pero los lingüistas toman sus decisiones sin preguntar a los termodinámicos y el resultado no es muy riguroso científicamente.

Un heliostato está compuesto básicamente por una superficie reflectante, una estructura soporte, mecanismos de movimiento y un sistema de control.

Las superficies reflectantes más empleadas hasta hoy son a base de espejos de vidrio, de características ópticas similares a los descritos para los canales parabólicos. También se han empleado superficies reflectantes a base de películas poliméricas de alta reflectancia. El mayor inconveniente para la introducción de esta última tecnología es su menor durabilidad.

La distribución de los helióstatos sobre el terreno responde a criterios de optimización técnico-económica que tiene en cuenta parámetros tales como las sombras que se dan unos a otros, los «bloqueos» –interrupción de la radiación reflejada por el helióstato situado delante del que estamos considerando– la altura de la torre, los costes del terreno y de los distintos elementos que integran el sistema, etc.

El resultado es el llamado «campo de helióstatos» que puede ser «campo norte»<sup>7</sup> o «campo circular», según la latitud del lugar y el tamaño de la planta. En general, en latitudes bajas y, dado que el Sol está mucho tiempo muy alto en la bóveda celeste, es mejor un campo circular que uno norte. Por el contrario, en latitudes más altas –como las nuestras– son más adecuados los campos norte, como los de la Plataforma Solar de Almería y el que configura la planta PS 10 que la empresa Abengoa Solar está operando ya desde hace más de dos años en el término municipal de Sanlúcar la Mayor, cerca de Sevilla. También es de este tipo la PS 20 (20 MW) en fase de conexión cuando escribimos este libro, justo al lado de la PS 10.



**Ilustración 1.16. Distintos tipos de helióstatos y campo de helióstatos en funcionamiento.**

*Fuente: Abengoa Solar, Sandia National Laboratories y Plataforma Solar de Almería.*

<sup>7</sup> Campo sur en el hemisferio Sur.

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

Un ejemplo de campo circular, que ha estado operativo bastante tiempo, lo tenemos en la planta Solar One –después Solar Two– en Barstow, en el estado de California, en Estados Unidos. También será de este tipo la planta Gema Solar que la empresa Sener ha empezado a construir en Fuentes de Andalucía (Sevilla).

### 2.3.3. La torre

La función de la torre es la de servir de soporte al receptor<sup>8</sup>, que normalmente debe situarse a una cierta altura sobre el nivel del campo de helióstatos para reducir las sombras y bloqueos entre éstos, y sostener también diversos elementos auxiliares (blancos lambertianos, sistemas de medida, etc.). Hasta hoy, las torres construidas han sido de estructuras metálicas o de hormigón.



**Ilustración 1.17. Torre de hormigón del CESA 1 (Plataforma Solar de Almería) (izquierda) torre de la PS 10 (derecha).**

*Fuente: Plataforma Solar de Almería y Abengoa Solar.*

<sup>8</sup> *El receptor que, por ahora, suele colocarse en la parte alta de una torre podría situarse en la parte alta de una colina si la configuración del terreno lo permite.*

### 2.3.4. El receptor

El receptor de una CETS de receptor central es el dispositivo donde se produce la transformación de la radiación solar concentrada en energía térmica. A lo largo de la breve historia de la tecnología de los sistemas de receptor central, se han propuesto, diseñado, construido y ensayado un gran número de receptores de diversas características geométricas y operativas con distintos fluidos de trabajo:

- Desde el punto de vista de la geometría del receptor podemos distinguir entre receptores de cavidad (CESA 1, SOLGAS, PS 10, etc.) y externos. A su vez, éstos últimos pueden clasificarse en planos (SSPS-ASR, Phoebus TSA), cilíndricos (Solar One, Solar Two) y semicilíndricos (primera versión de PS 10).



**Ilustración 1.18. Distintos tipos de receptores.**

*Fuente: Plataforma Solar de Almería, Abengoa Solar y Sandia National Laboratories.*

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

- Por el mecanismo de transferencia de calor, podemos distinguir entre receptores de absorción directa (DAR) y de absorción indirecta, contando entre éstos con los tubulares (Solar One, Solar Two, CESA-1, ASR, GAST, etc.), los de placa (RAS) y los volumétricos, ya sean atmosféricos (TSA) o presurizados (REFOS).
- En cuanto al fluido de trabajo, se han propuesto y ensayado receptores de agua-vapor, ya sea con evaporación y sobrecalentamiento (Solar One, CESA-1) o sólo con evaporación (PS 10, SOLGAS, Colón Solar, STEOR), aire (Phoebus-TSA, GAST), sales fundidas (Solar Two), sodio fundido (SSPS ASR), partículas sólidas, etc.

Los estudios y experimentos realizados hasta la fecha no han conseguido demostrar la superioridad de una tecnología sobre las demás, entre otras causas porque la elección de una u otra está condicionada no sólo por factores técnicos, sino también de política industrial y criterios económicos. Así, mientras la industria estadounidense y algunas empresas españolas, como Sener, apuestan por la tecnología de sales fundidas (Solar Two, Gema Solar), la industria europea parece más inclinada hacia los receptores volumétricos de aire, ya sean atmosféricos o presurizados (PHOEBUS, primeras versiones de PS 10) o los receptores de vapor de agua (SOLGAS, Colón Solar, PS 10 en su última versión y PS 20).

### 2.3.5. Balance energético de los RC

A continuación se describe el balance energético de un sistema de receptor central; en cuanto al balance de la parte convencional de una central energética (sistema de conversión de potencia, generador, etc.) sólo se aborda muy someramente cuando es necesario.

Los principales procesos que tienen lugar en un sistema de receptor central (RC) son:

- Captación de la radiación solar por el campo de helióstatos.
- Transmisión de la radiación solar a través de la atmósfera hasta el receptor.
- Absorción de la radiación solar concentrada por el receptor.
- Conversión fototérmica en el absorbedor.
- Conversión de la energía térmica en energía mecánica.
- Generación de electricidad.

Cada uno de estos procesos lleva asociadas unas pérdidas, que se describen a continuación.

### **a) Pérdidas en la captación**

Las pérdidas que se producen en la captación pueden englobarse en dos grupos: pérdidas geométricas y pérdidas ópticas por reflectancia.

### **b) Pérdidas geométricas**

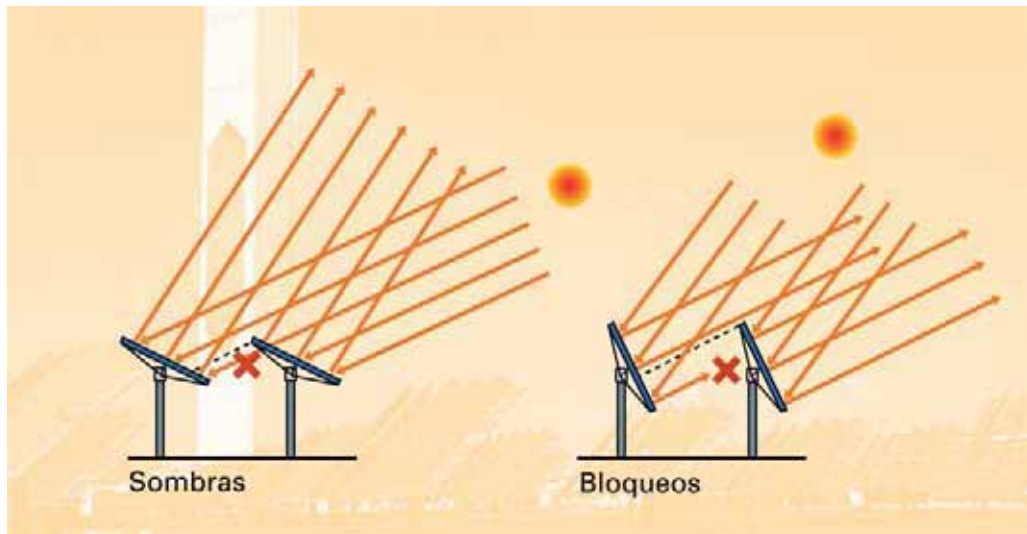
Las pérdidas geométricas son función exclusiva de la geometría del campo solar, es decir, de las dimensiones y posiciones relativas de los elementos que la integran (helióstatos, torre, receptor) y de la posición del Sol, por lo que dependen fuertemente del tiempo y del diseño del conjunto solar. Pueden distinguirse tres causas para estas pérdidas:

- Pérdidas originadas por la reducción del área visible proyectada por el Sol a causa de la inclinación del eje óptico del helióstato con respecto a la trayectoria de los rayos solares. Estas pérdidas son proporcionales al coseno del ángulo que forma la normal a la superficie del helióstato con respecto a los rayos solares, y se cuantifican mediante el llamado factor coseno. Evidentemente, el factor coseno es función del momento del día para cada día y para cada helióstato.
- Pérdidas por sombras, que engloban tanto las producidas por unos helióstatos sobre otros como por la torre y cualquier otro elemento sobre los helióstatos. Causan también una reducción del área reflectante útil y son asimismo función de la posición del Sol y, por tanto, de la hora del día para cada día del año.
- Pérdidas por bloqueos, que cuantifican la fracción de radiación solar reflejada por los helióstatos que no llega al receptor al resultar bloqueada la radiación reflejada por helióstatos vecinos, sobre todo por los de delante del considerado. Como en los casos anteriores, este efecto también depende del momento del día y del día del año.

A la hora de cuantificar las pérdidas geométricas, debe tenerse en cuenta que pueden existir zonas de superficie reflectante que están a la vez sombreadas y bloqueadas, por lo que las pérdidas por sombras y bloqueos deben cuantificarse en un solo factor (factor de sombras y bloqueos). El siguiente esquema ilustra este grupo de pérdidas (esquemas 1.14 y 1.15).

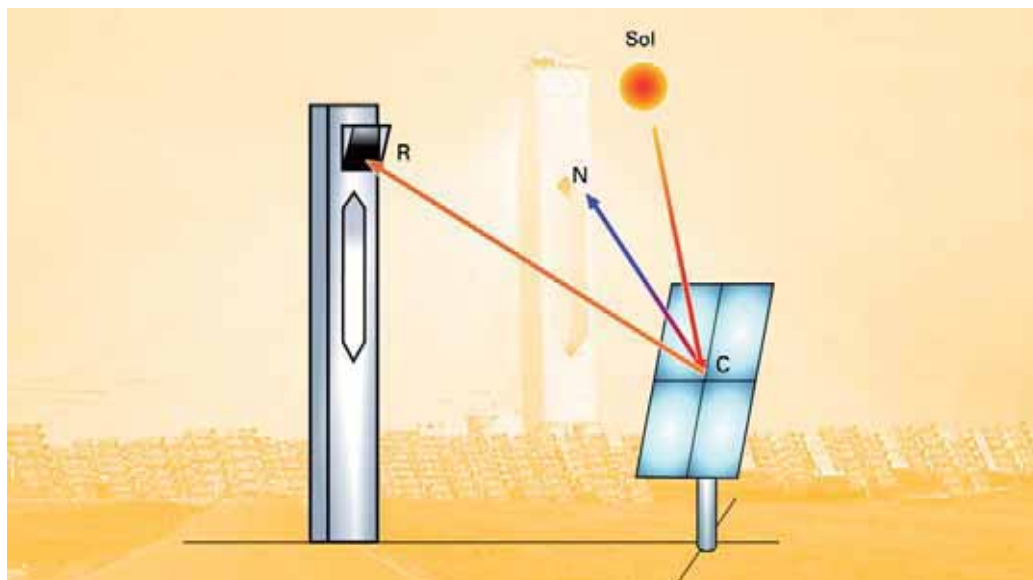


## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad



Esquema 1.14. Sombras y bloqueos entre heliostatos próximos.

*Fuente: Elaboración propia.*



Esquema 1.15. Pérdidas geométricas en un campo de heliostatos (factor coseno).

*Fuente: Elaboración propia.*

### **c) Pérdidas por reflectancia**

Los helióstatos no reflejan la totalidad de la radiación solar que incide sobre su superficie reflectante, ya que parte de esa radiación es absorbida por el vidrio. La razón entre radiación incidente y radiación reflejada se denomina reflectancia y depende de la longitud de onda de la radiación incidente. Para la cuantificación de este factor se emplea un valor medio ponderado en todo el espectro solar. El valor de la reflectancia depende del grado de limpieza (ensuciamiento) de los espejos.

### **d) Pérdidas en la transmisión a través de la atmósfera**

La radiación solar reflejada por el helióstato en su camino entre la superficie reflectante y el receptor sufre una atenuación debida a procesos de absorción y dispersión. Esta atenuación, que depende de las condiciones atmosféricas al nivel de superficie, será mayor cuanto mayor sea la distancia que recorre la radiación reflejada y la turbiedad del aire entre los helióstatos y el receptor.



**Ilustración 1.19. Sombras y bloqueos.**

*Fuente: Abengoa Solar.*

### e) Pérdidas en la captación de la radiación solar concentrada por el receptor

Como consecuencia de las imperfecciones de las superficies reflectantes, errores de la dirección de los helióstatos, agrupamiento de la longitud focal de las facetas por motivos de fabricación, etc., una parte de la radiación reflejada por el campo de helióstatos que llega a las inmediaciones del receptor no alcanza su superficie absorbidora. Este hecho se cuantifica mediante el llamado factor de desbordamiento o spillage. En la Ilustración 1.20 puede apreciarse el exterior de un receptor de cavidad iluminado por la parte de la radiación reflejada por el campo de helióstatos que no alcanza la superficie absorbidora.



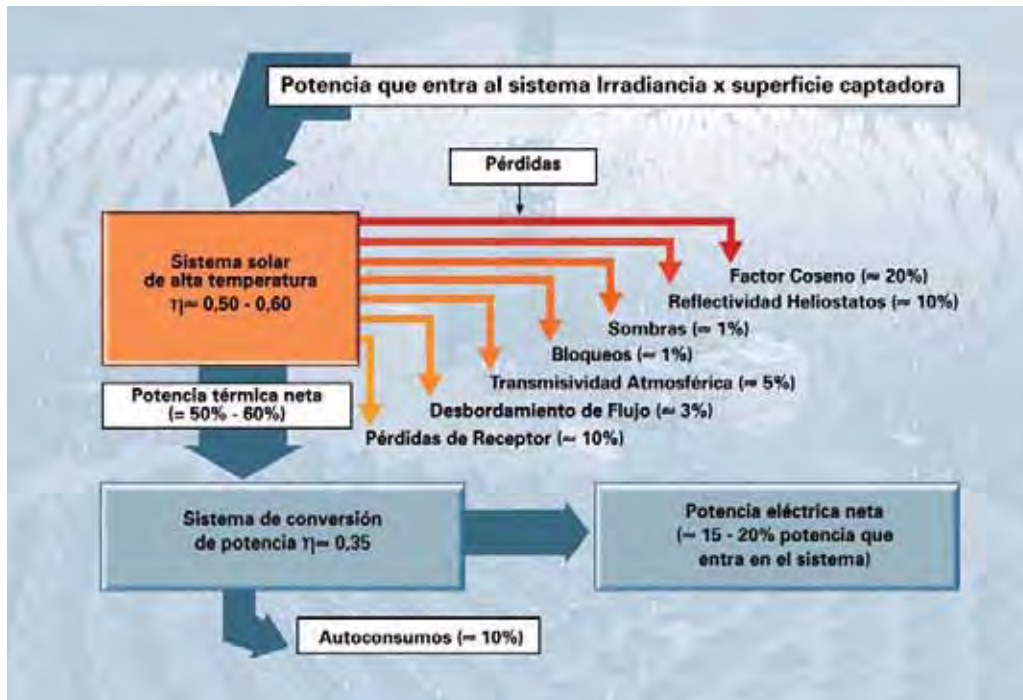
**Ilustración 1.20. Desbordamiento.**

*Fuente: Abengoa Solar.*

### f) Pérdidas en la conversión fototérmica

La conversión de la energía radiante en energía térmica tiene lugar en el receptor, donde se producen una serie de pérdidas:

- Pérdidas por radiación. Las pérdidas por radiación pueden desglosarse en pérdidas por reflexión, que dependen de la absorptancia de la superficie absorbidora (la fracción no absorbida será reflejada hacia el exterior) y pérdidas por emisión, que dependen de la temperatura y de la emisividad de la superficie absorbidora.
- Pérdidas por convección, desde la superficie absorbidora al entorno. Son proporcionales a la diferencia de temperatura entre la superficie absorbidora y el ambiente.
- Pérdidas por conducción desde el absorbedor a los restantes elementos estructurales y auxiliares que integran el receptor. Estas pérdidas son también proporcionales a la diferencia de temperatura entre el absorbedor y estos elementos.



Esquema 1.16. Balance energético de una CETS de receptor central.

Fuente: Valerio Fernández.

### g) Pérdidas en la parte convencional y autoconsumos

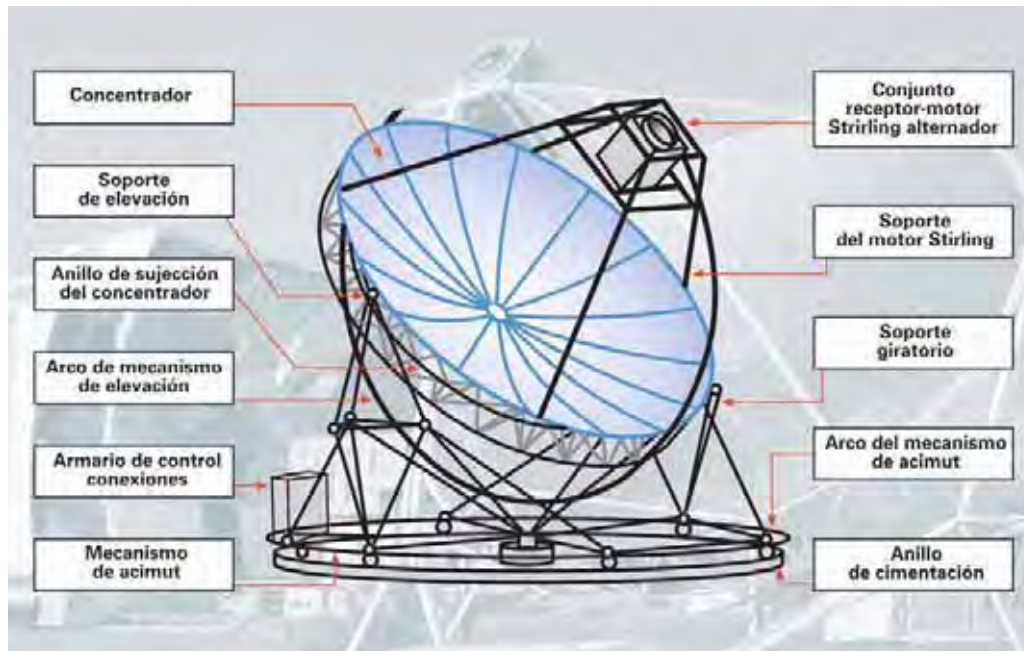
Estas pérdidas engloban las producidas en generadores de vapor (de existir), intercambiadores de calor, turbina, alternador, etc. Los llamados autoconsumos o consumos propios recogen la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de la central (accionamiento de bombas y motores, traceado eléctrico, etc.)

### h) Rendimientos y balance energético

Cada uno de los procesos descritos en el apartado anterior lleva, por tanto, aparejado un rendimiento, definido normalmente como relación entre potencia (o energía) de salida y potencia (o energía) aportada al proceso. El esquema 1.16. representa un balance energético típico de un sistema de receptor central (en concreto, el correspondiente a la PS 10).

## 2.4. Sistemas de disco parabólico

Los sistemas de discos parabólicos (DP) se componen básicamente de un reflector (o un conjunto de reflectores) con forma de paraboloides de revolución, un receptor situado en el foco de dicho paraboloides y un sistema de generación eléctrica compacto (motor o turbina y alternador), que suele formar un solo bloque con el receptor (unidad de conversión de potencia). La radiación solar concentrada por el paraboloides incide sobre el receptor, donde se convierte en energía térmica que permite generar electricidad –trabajo mecánico– en el sistema generador.



Esquema 1.17. Disco parabólico.

Los DP se caracterizan por un alto rendimiento, modularidad y autonomía. Actualmente se encuentran en fase muy avanzada de desarrollo. Un buen número de prototipos operan en distintos lugares del mundo, pero la aún insuficiente fiabilidad y su elevado coste constituyen los dos principales obstáculos para su introducción en el mercado de generación eléctrica.

Los componentes de un sistema de disco parabólico son: el concentrador, el receptor, el sistema de generación, la estructura de soporte y los mecanismos.



**Ilustración 1.21. Disco parabólico.**

### **2.4.1. Concentrador**

La forma de la superficie reflectante en un sistema de este tipo es la de un paraboloides de revolución. El tamaño del concentrador depende tanto de la potencia nominal como de la energía a generar en un periodo de tiempo para unas determinadas condiciones de radiación solar y, también, de los rendimientos asociados de los elementos que constituyen el sistema.

Los discos parabólicos pueden construirse tanto con facetas que aproximan de forma discreta a la geometría del paraboloides, o con membrana tensionada de metal, aproximando así de manera continua a la geometría buscada. La superficie reflectante se consigue a base de espejos de vidrio o de películas reflectantes.

Las relaciones de concentración llegan a alcanzar valores muy elevados, de hasta 3.000 lo cual repercute en temperaturas muy elevadas en el absorbedor.

Un sistema de disco parabólico debe disponer también de una estructura de soporte y un mecanismo de seguimiento en dos ejes, con objeto de seguir la posición del sol en todo momento.



Los dos tipos de montaje empleados son:

- Seguimiento en acimut-elevación, en que el movimiento se realiza según dos ejes, vertical y horizontal.
- Seguimiento polar, en que el movimiento en un eje es muy lento, pues sólo debe seguir las variaciones estacionales del sol, y el movimiento en el otro eje es a velocidad constante.

El primer tipo de montaje es más simple desde el punto de vista constructivo mientras que el montaje polar es más fácil de controlar.

### 2.4.2. Receptor

El receptor de un sistema de discos parabólicos tiene dos funciones fundamentales:

- Absorber la radiación solar reflejada por el concentrador.
- Transferir la energía absorbida al fluido de trabajo de la máquina térmica asociada.

Por tanto, constituyen la interfaz entre el concentrador y la máquina térmica.

Los empleados en los DP son receptores de cavidad (aunque los receptores externos presentan algunas ventajas para sistemas de baja temperatura), en los que la radiación concentrada entra por una abertura (situada en el foco del paraboloide) incidiendo posteriormente sobre el absorbedor. De esta forma se consigue disminuir las pérdidas radiativas y convectivas, así como homogeneizar el flujo radiante incidente sobre el absorbedor y limitar su valor máximo.

Hasta la fecha, se han empleado dos tipos de receptores para los sistemas de discos parabólicos:

- Receptores de tubos directamente iluminados, que permiten una adaptación directa del calentador de los motores Stirling convencionales. En estos receptores, el absorbedor está formado por un haz de tubos por donde circula el fluido de trabajo del motor. La radiación concentrada incide directamente sobre estos tubos y se transforma en energía térmica transmitiéndose al fluido de trabajo. Las altas temperaturas de trabajo de estos absorbedores (del orden de 800 °C) dificultan el empleo de recubrimientos selectivos por el gran solape de la radiación emitida y absorbida. Un inconveniente de estos receptores es la falta de uniformidad en el flujo de radiación incidente en el absorbedor, lo cual puede producir picos acusados

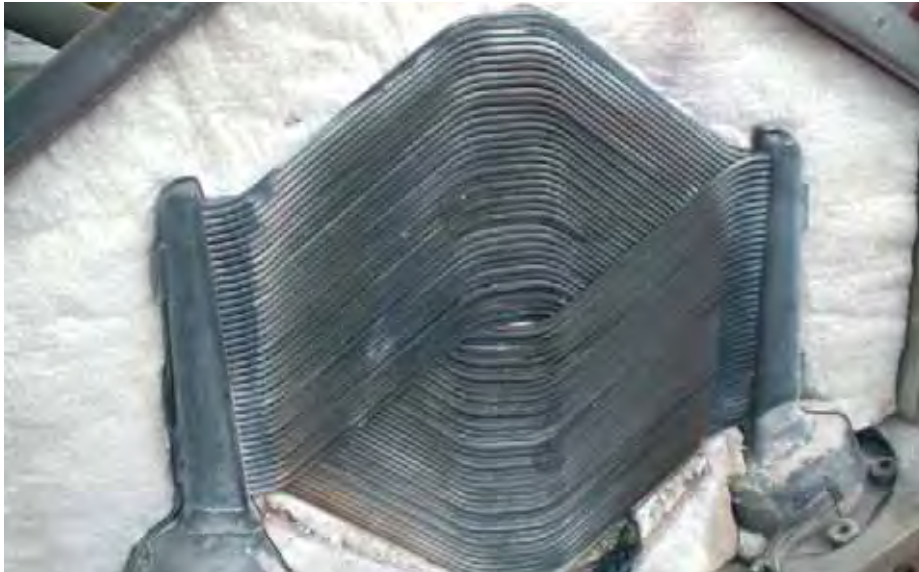


de temperatura en zonas determinadas, limitando por tanto la máxima temperatura del fluido de trabajo para evitar sobrepasar la máxima temperatura permitida en los materiales.

- Receptores de reflujos. Este tipo de receptores emplea un metal líquido (normalmente sodio), como fluido intermedio para la transmisión del calor por medio de su evaporación en la superficie del absorbedor y su condensación en los tubos por donde circula el fluido de trabajo. Al condensar, el metal líquido regresa, por gravedad, a la superficie del absorbedor.

Estos receptores, presentan las siguientes ventajas:

- La gran capacidad de transmisión del calor de los metales líquidos (hasta  $800 \text{ W/cm}^2$ ) permite desarrollar receptores más compactos.
- Mediante la condensación del metal líquido se consigue un calentamiento más uniforme del fluido de trabajo del motor, que se produce realmente a temperatura constante, lo que permite trabajar con temperaturas del fluido más cercanas a las máximas admisibles por los materiales.



**Ilustración 1.22. Receptor de tubos del sistema Eurodish.**

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

- Permite el diseño independiente de receptor y motor, evitando los compromisos de diseño entre ambos que limitan el rendimiento en el caso de los receptores de tubos directamente iluminados.
- Se facilita la hibridación del sistema.

Se distinguen dos tipos de receptores de reflujos: uno es el receptor tipo pool boiler, donde una poza de metal líquido está siempre en contacto con el absorbedor y allí el líquido se evapora dirigiéndose hacia el calentador del motor. El segundo es el receptor tipo tubo de calor (*heat pipe*), en este caso el líquido metálico asciende por fuerzas de capilaridad a través de unas mechas situadas en la parte posterior del absorbedor, de donde se evapora para ir a condensar en el calentador del motor. Las gotas de metal líquido condensan aquí y por gravedad caen al absorbedor donde mojan las mechas y empiezan a subir por capilaridad. La reserva de metal líquido dentro del receptor es en este caso mucho menor.

Los receptores de tubo de calor tienen la ventaja de su mayor seguridad asociada a una menor reserva de metal líquido para llevar a cabo la transmisión de calor. Por otro lado, al tener menor masa térmica presenta una respuesta más rápida a los transitorios y una menor pérdida térmica durante los mismos. La desventaja del receptor tubo de calor frente al *pool boiler* es la existencia de un mayor número de ciclos térmicos en motor y receptor durante días nublados, así como una mayor variación en la potencia de salida.

Actualmente también se trabaja en el desarrollo de receptores que permitan un funcionamiento híbrido solar-gas natural. Estos receptores pueden aceptar independiente o simultáneamente el calor solar o el de la combustión de gas natural, pudiendo funcionar del 100 al 25% de la potencia nominal, en modo solo solar, fósil o híbrido.

### 2.4.3. Sistema generador

El sistema generador está constituido por una máquina térmica, que sigue el ciclo termodinámico de potencia, y el generador propiamente dicho, que transforma la energía mecánica en electricidad.

El desarrollo de los sistemas de discos parabólicos ha estado muy ligado a los motores Stirling. Las primeras aplicaciones del ciclo Stirling al aprovechamiento de la energía solar datan de 1872, siendo debidas a Ericsson<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> *Inventor a su vez de otro tipo de motor de aporte externo de calor pero de ciclo abierto en contraste con el de Stirling de ciclo cerrado. En ambos casos el fluido de trabajo es un gas inerte.*

En el año 2008, con un sistema de disco parabólico y motor Stirling de 25 kW de la empresa SES se consiguió el mayor rendimiento de conversión solar-eléctrico (31,3%), superando el conseguido en 1984 con un sistema similar, con hidrógeno como fluido de trabajo a 200 bar y una temperatura máxima del ciclo de 720 °C. El rendimiento térmico del motor Stirling fue del 41%.

También es factible el empleo de turbinas de gas, gracias al desarrollo de las de tamaño reducido y alto rendimiento. Las potencias de estos motores o turbinas suelen oscilar entre los 3 y los 25 kW, con rendimientos entre el 30% y el 40%.



Ilustración 1.23 motor Stirling del sistema Eurodish.

*Fuente: GTER.*

#### **2.4.4. Balance energético**

Los parámetros que caracterizan el comportamiento energético del concentrador son los siguientes:

- Área de apertura del concentrador,  $A_p$ .
- Área de apertura del receptor,  $A_{rec}$ .
- Fracción del área de apertura no sombreada.

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

- Reflectividad de la superficie,  $\rho$ .
- Fracción de intercepción (fracción de la energía reflejada por el concentrador que entra en el receptor, alcanzando la superficie absorbedora),  $\phi$ .

El receptor, así como la máquina térmica de potencia y el generador, vienen caracterizados por sus respectivos rendimientos energéticos, definidos como cocientes entre las potencias de salida y entrada a cada uno de estos componentes.



Gráfica 1.5. Balance energético de un sistema Eurodish.

*Fuente: Elaboración propia.*

## 2.5. Concentradores Lineales de Fresnel

Los concentradores lineales de Fresnel se basan, al igual que los sistemas de receptor central, en la idea de “simular” un concentrador continuo (en este caso, un canal parabólico, por medio de un conjunto de elementos –en este caso, filas de espejos– dispuestos adecuadamente sobre un plano. De esta forma, se evitan los problemas que plantea la construcción de concentradores de gran tamaño, permitiendo adoptar soluciones de menor coste. Esta idea la desarrolló de forma práctica el profesor italiano Giovanni Francia (pionero también de los sistemas de receptor central) a finales de la década de 1960. Los prototipos de Francia no desembocaron en ningún proyecto de tamaño significativo hasta bastantes años más tarde, cuando en Europa y Australia se desarrolló de forma paralela la tecnología conocida como Concentradores Lineales de Fresnel Compactos o CLFC (en inglés *Compact Linear Fresnel Reflectors*, CLFR).

Los Concentradores de Fresnel lineales son, por tanto, una alternativa de bajo coste a los sistemas de canal parabólico. Un sistema de este tipo está compuesto por largas filas paralelas de espejos de anchura relativamente pequeña que pueden girar alrededor de su eje longitudinal. Estos espejos, que pueden ser planos o estar curvados elásticamente, concentran la radiación solar sobre un receptor central fijo<sup>10</sup> suspendido a una cierta altura sobre el plano de los espejos en la dirección del eje de rotación de los espejos.



**Ilustración 1.24. Concentrador Lineal de Fresnel.**

<sup>10</sup> A diferencia del de los sistemas de canal parabólico, que se mueve con el concentrador, haciendo necesario el uso de tuberías flexibles o conexiones rotatorias. En este caso no son necesarios estos elementos móviles.

## 1. Las tecnologías solares de generación de electricidad

Esta geometría permite disponer dos o más receptores en paralelo, relativamente próximos entre sí, posibilitando así que parte de las filas de espejos sean compartidas por dos de estos receptores. Esta configuración permite optimizar el aprovechamiento del terreno y minimizar los bloqueos entre filas de espejos.

El campo solar puede desplegarse sobre un plano horizontal con seguimiento este-oeste o norte-sur, o sobre un plano inclinado en la dirección del eje polar, lo que mejora su rendimiento geométrico.

El elemento principal del receptor es el tubo absorbedor, que es esencialmente similar al empleado en los sistemas de canal parabólico, aunque al trabajar a menores temperaturas –la relación de concentración alcanzable con esta geometría es relativamente baja, del orden de 20- puede prescindirse de recubrimientos selectivos costosos y del tubo de vidrio envolvente.

Estos sistemas son muy adecuados para la generación directa de vapor saturado en los tubos. El vapor saturado puede emplearse para generación de electricidad o como aporte de calor a un proceso industrial o a una máquina de absorción.

El buen aprovechamiento del terreno, unido a su ligereza, simplicidad constructiva y bajo coste comparativo –todos los elementos que integran un sistema de este tipo son relativamente simples en su fabricación e instalación- está propiciando el rápido desarrollo de esta tecnología. Como contrapartida, su capacidad de concentración relativamente baja, que impide trabajar de forma eficiente a altas temperaturas y limita sus rendimientos energéticos y exergéticos.

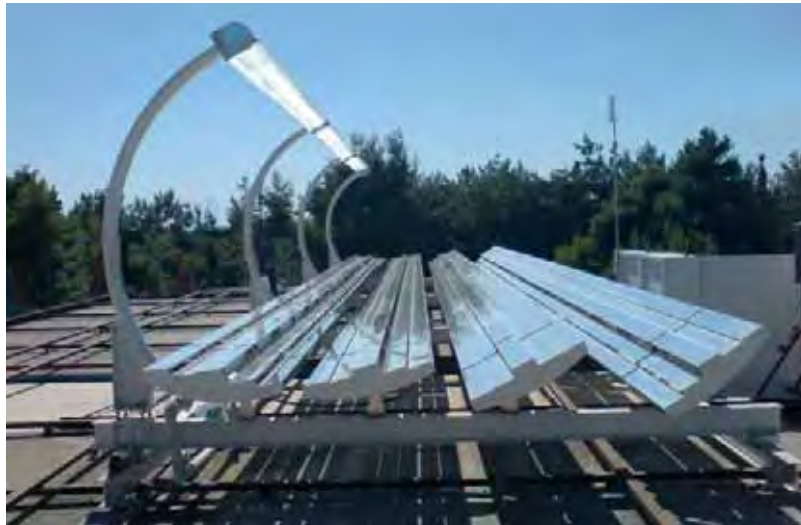


Ilustración 1.25. Receptor de un CLFC.



Actualmente hay varias empresas involucradas en el desarrollo de esta tecnología, entre las que destacan la australo-americana AUSRA y las alemanas NOVATEC y SPG-MAN. La también alemana PSE ha orientado su actividad hacia los sistemas de refrigeración por absorción basados en esta tecnología. En la ilustración 1.25 se muestra una realización de una empresa inglesa, que fabrica también elementos de esta tecnología.

Recientemente se ha inaugurado la primera fase de un proyecto que emplea esta tecnología en Estados Unidos, desarrollado por la empresa AUSRA en el estado de California. Esta primera fase tiene una potencia de 5 MW y entró en funcionamiento el pasado mes de octubre. En España, la empresa alemana Novatec construye una planta piloto de 2 MW de potencia que entrará en funcionamiento próximamente.

En la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla está también en funcionamiento un campo solar, desarrollado por la empresa alemana PSE, que emplea esta tecnología para aportar energía térmica a una máquina de refrigeración por absorción. El proyecto, financiado por Gas Natural, incluye también una caldera de gas y un sistema de almacenamiento térmico.

## **2.6. Otros dispositivos especiales**

### **2.6.1. Sistemas SRTA**

Al final de la década de los setenta y principios de los ochenta se desarrollaron proyectos de demostración con una tecnología de concentración muy original:

El reflector estaba fijo y el movimiento de seguimiento de los rayos solares reflejados lo realizaba el absorbedor para recibir la radiación concentrada. Se conocieron estos dispositivos con las siglas SRTA (Stationary Reflector, Tracking Absorber) de su nombre en inglés. Los principales desarrollos se hicieron en Francia, sobre todo en el entorno de las Universidades de Marsella y de Córcega.

Estos dispositivos pueden tener mucho interés, sobre todo en lugares del planeta de latitud pequeña, pues en ese caso las superficies reflectoras pueden ser casi horizontales y se requiere poco movimiento del absorbedor.

### **2.6.2. Sistema SCOT (*Secondary Concentrator Optics Tower*)**

Este dispositivo consta de tres etapas de concentración: un campo de heliostatos que concentra la radiación solar sobre un reflector hiperbólico, suspendido de una torre, que la redirige sobre un concentrador secundario situado en las inmediaciones de la



torre, al nivel del suelo. A la salida del concentrador secundario se dispone un reactor químico u otro dispositivo para aprovechar la radiación solar concentrada. Existe un sistema con esta configuración en el Instituto Weizmann (Israel).

### 3. Resumen del capítulo

Los sistemas termosolares de concentración generan energía útil mediante la conversión de radiación solar concentrada en energía térmica a alta temperatura. Esta energía térmica puede emplearse directamente en aplicaciones industriales o como aporte de calor a un ciclo de potencia o refrigeración. La aplicación más extendida es la generación de electricidad.

Los sistemas termosolares de concentración pueden agruparse, según las características de su sistema concentrador, en dos grandes grupos:

- Sistemas de foco lineal (concentración en 2 dimensiones),
- Sistemas de foco puntual (concentración en 3 dimensiones).

Entre los primeros, destacan por su grado de desarrollo los sistemas de canal parabólico con movimiento en un eje, que se pueden montar de diversas maneras: con el eje horizontal y dirección Este-Oeste o Norte-Sur o bien con el eje en posición inclinada según el eje polar (paralelo al eje de giro de la Tierra). En todos los casos, el dispositivo gira según su eje siguiendo al Sol en su movimiento diurno aparente. Según el tipo de montaje se favorece la captación total a lo largo del año, se prioriza la captación en ciertas épocas o simplemente resulta más sencillo y fiable el montaje.

Los elementos más importantes de los canales parabólicos son la superficie reflectora, el absorbedor-receptor y el sistema de seguimiento. La superficie reflectora, de sección parabólica, suele ser de espejos con la mejor reflectancia posible, teniendo muy en cuenta también la durabilidad y el coste. El receptor-absorbedor, situado en la línea focal del canal parabólico, suele ser un tubo metálico con superficie tratada convenientemente, a ser posible de manera selectiva como se explicó antes y, en la mayor parte de los casos, protegido por un tubo de vidrio en cuyo interior se hace el vacío para disminuir las pérdidas. El seguimiento se hace por medio de motores eléctricos o por mecanismos hidráulicos controlados por elementos que permiten orientar correctamente el conjunto, garantizando que la reflexión de los rayos solares se produce sobre el receptor. En la práctica, no toda la radiación reflejada alcanza el receptor por defectos del seguimiento o del reflector. A este efecto se le llama “desbordamiento”<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> *En inglés spillage.*

Los sistemas de receptor central son concentradores compuestos por un número de elementos reflectores, llamados heliostatos, que concentran la radiación solar sobre un receptor que suele instalarse en la parte superior de una torre.

Se han construido heliostatos de diversos tamaños, formas y materiales, aunque los que actualmente se están implantando en plantas comerciales tienen una superficie reflectante superior a 100 m<sup>2</sup> a base de espejos, montados sobre una estructura a base de celosías que, a su vez, se sustenta sobre un sistema de pedestal y brazo horizontal.

También se han desarrollado y ensayado muy distintos tipos de receptores, con mecanismos diversos de transferencia de calor (receptores tubulares, volumétricos, de absorción directa) y fluidos caloportadores (agua, aire, sales fundidas, sodio). En las primeras plantas comerciales se está optando por receptores tubulares empleando agua o sales fundidas como fluidos de trabajo.

La tecnología de discos parabólicos con motores Stirling se encuentra próxima a su comercialización. Se trata de sistemas de foco puntual con una gran capacidad de concentración, que normalmente van asociados a un motor Stirling de alto rendimiento. El concentrador es esencialmente un paraboloide de revolución (forma de antena parabólica) en el que la superficie reflectante está constituida por espejos. En el foco del concentrador se sitúa el receptor, que transforma la radiación solar en energía térmica a alta temperatura. El motor Stirling transforma la energía térmica en energía mecánica, moviendo un alternador que genera energía eléctrica. Todos estos últimos elementos se alojan en un bloque que se mueve solidariamente con el concentrador.

Además de su alto rendimiento potencial, la tecnología de discos parabólicos presenta el atractivo de su modularidad, lo que la hace especialmente adecuada para la generación distribuida.

Finalmente, los concentradores lineales de Fresnel compactos son sistemas de foco lineal en los que el concentrador está constituido por una serie de filas de espejos planos o muy ligeramente curvados. Estos espejos reflejan la radiación solar sobre un tubo absorbedor fijo, unos metros por encima del campo de espejos. Por el interior del tubo absorbedor circula agua / vapor.

Aunque se encuentran en una fase de desarrollo menos avanzada que las tecnologías anteriormente descritas, por su simplicidad y coste potencialmente bajo está experimentando un rápido desarrollo.

Su buen aprovechamiento del terreno y ligereza estructural hacen que esta tecnología sea especialmente adecuada para aplicaciones en las que la disponibilidad de terreno sea un condicionante importante (calor de proceso industrial, refrigeración solar, etc.) .



## 2. El contexto histórico, político y legal

Hace unos años, casi nadie valoraba la posibilidad de que las energías renovables pudieran intervenir de manera importante en el sistema energético. Aun hoy sigue habiendo quienes, sin información cierta, califican a las energías renovables de “caras, ineficientes, incluso contaminantes, minoritarias, poco desarrolladas tecnológicamente, etc.” Sin embargo, muchos sectores que antes las despreciaban ahora les prestan gran atención a todos los niveles, institucional, financiero, tecnológico, social, y observan cómo va creciendo su influencia hacia mayores cuotas de rendimiento y menores de contaminación por unidad de consumo. El sistema energético poco a poco va siendo modificado en el sentido correcto hacia mayores cuotas de rendimiento y menores de contaminación por unidad de consumo.

En este capítulo, nos centraremos en el análisis del desarrollo histórico y la investigación en el pasado reciente y en las perspectivas, más o menos inmediatas, de implementación de las tecnologías solares que generan electricidad a partir de la radiación solar directa en dispositivos de concentración y previa la transformación en energía de carácter térmico, la llamada “solar termoelectrica”. Esta tecnología es la que, en el capítulo 1, hemos llamado Sistemas Energéticos Termosolares (SETS), en su vertiente más desarrollada de la generación de electricidad en centrales eléctricas termosolares (CETS).

### 1. Evolución histórica reciente

Sin remontarnos a la historia más lejana, ya suficientemente tratada en otros libros, queremos empezar este capítulo reivindicando la memoria de un ingeniero almeriense, Federico Molero, que allá por 1940-50 trabajó intensamente en las tecnologías de concentración solar en la antigua Unión Soviética, donde ejerció de científico y tecnólogo. Nacido en Almería en 1908, recaló en Rusia después de la guerra civil española y fue allí donde desarrolló sus capacidades profesionales en el ámbito de las obras civiles y de la energía solar. Resultado de estos trabajos fue su tesis doctoral “Utilización de la energía solar para la obtención de vapor de parámetros industriales”, que defendió en 1944.

Trabajó en la Academia de Ciencias de la URSS y proyectó una serie de centrales solares experimentales así como dirigió su construcción y experimentación en Asia Central y en Moscú.

Reproducimos el párrafo inicial de uno de sus documentos:

*Calderas y destiladores solares de alto rendimiento.*

*“Aunque la energía solar parezca a primera vista gratuita, como llega a nosotros muy poco concentrada, requiere para su utilización grandes superficies. La extensión de estas superficies determina el coste de la instalación y por lo tanto de la energía utilizada”.*

No puede ser más cierto su comentario y resulta muy conveniente no olvidarlo.

Con la excepción de otros antecedentes históricos notorios ya muy difundidos, es necesario reconocer que el impulso reciente que han recibido estas tecnologías viene muy propiciado por la llamada “primera crisis del petróleo” de la década de los setenta del siglo XX a consecuencia de la guerra de Yom Kippur del año 1973, momento en que los países más desarrollados tomaron auténtica conciencia de que los combustibles fósiles no eran eternos y tenían grandes riesgos de todo tipo; aunque hoy no lo parezca a los usuarios que, al llegar a una estación de servicio, no aprecian que haya ningún problema de suministro. Aquella crisis originó el primer impulso que dio lugar a la creación de los centros de investigación y desarrollo a los que vamos a hacer referencia seguidamente, aunque sin ánimo de un recordatorio exhaustivo.

En ese pasado reciente –finales de los 70 y principios de los 80–, el objetivo principal era estudiar la viabilidad técnica de la producción de energía eléctrica a través de una transformación térmica y la correspondiente máquina termodinámica. Lamentablemente, cuando esto se consiguió fehacientemente en muchos centros de I+D que se implementaron en aquella época, no se dio el paso siguiente, por razones exclusivamente económicas a pesar de que el petróleo no siguió subiendo de precio. Ha sido necesario que se ponga en cuestión el futuro medioambiental de nuestro entorno físico y que el petróleo vuelva a precios altos para que se retome el interés en la búsqueda de soluciones energéticas más razonables y sostenibles. Es cierto que, en esta nueva etapa también tienen importancia, naturalmente, las cuestiones estrictamente económicas.

## **1.1. España**

Vamos a empezar por lo más próximo y de mayor interés para nosotros. Nos referimos a la Plataforma Solar de Almería que surgió ante una iniciativa de la Agencia Internacional de la Energía (AIE). En paralelo con aquella iniciativa, el gobierno español de aquellos momentos decidió involucrarse en un proyecto adicional de carácter totalmente nacional en el que solo intervenían empresas españolas, en el mismo lugar, el llano de los Retamares, en el término municipal de Tabernas (Almería); de esa decisión nació la Central Electro Solar de Almería (CESA 1).

## 2. El contexto histórico, político y legal

La consecuencia más significativa de los trabajos de I+D de estos proyectos (el de la AIE y CESA 1) fue la comprobación experimental y fehaciente de la viabilidad técnica de generar electricidad a partir de la radiación solar directa, que era lo que se pretendía.

De los dos primeros proyectos en el rango del medio megavatio (500 kW), con dos tecnologías solares de concentración diferentes, el primero fue el llamado Proyecto SSPS (Small Solar Power System) de la Agencia Internacional de la Energía. Una de las tecnologías ensayadas, la de canales parabólicos, comprendía a su vez dos campos de tecnologías de concentración diferente: una -campo ACUREX- con movimiento en un solo eje horizontal con orientación Este-Oeste y otra -campo MAN- con movimiento en dos ejes, lo cual es menos habitual. Los dos campos proporcionaban conjuntamente



**Ilustración 2.1. La Plataforma Solar de Almería, hace unos años.**

*Fuente: Plataforma Solar de Almería.*



**Ilustración 2.2. Aspecto de la PSA cuando se empezaron la obras, casi simultáneas, del proyecto SSPS y del CESA 1.**

*Fuente: Plataforma Solar de Almería.*

aceite térmico a 295 °C a un acumulador vertical con estratificación muy definida –termoclina estratificada– que, a su vez, daba energía térmica a una turbina de vapor convencional de 500 kW de potencia. Se trataba del subproyecto DCS (Distributed Collector System). La curiosidad de esta planta –con la visión de hoy– es que se planteó como ejemplo de un desarrollo que los técnicos que la propusieron creyeron el “límite superior”, en tamaño, de las tecnologías de canal parabólico. Es obvio que en eso se equivocaron ya que las plantas de esta tecnología que se están construyendo en estos tiempos son del orden de 50 MW e incluso más. Es decir, cien veces superior.

El segundo proyecto SSPS era de tipo receptor central con un campo norte de helióstatos. El receptor era de cavidad, y el fluido de trabajo era sodio líquido con intercambio térmico a una máquina de vapor de agua muy curiosa para estos tiempos, pues se trataba de un motor alternativo de vapor de agua, también en este caso, de 500 kW. Este subproyecto se llamó CRS (Central Receiver System) y fue muy interesante desde varios puntos de vista. Como curiosidad cabe destacar que en este caso se pensaba que los 500 kW era el “límite inferior” en tamaño, de esta tecnología, como en el DCS, pero al revés. Ya se ve que tampoco es así aunque aquí, en cierto sentido, han acertado más. Las plantas que se están realizando –menos que en el caso anterior– son del orden de las decenas de MW. En concreto, la única que está funcionando es de 11 MW (PS 10). Además, está a punto de ponerse en marcha otra de 20 MW y acaba de iniciar las obras una tercera de 17 MW. Otra curiosidad es que esta planta se “benefició” de los primeros helióstatos comerciales de aquellos momentos –los Martin Marieta– como consecuencia de que la planta a la que éstos estaban destinados retrasó su construcción. Desde el punto de vista estrictamente técnico nos parece muy sugerente el uso del sodio como fluido de trabajo y almacenamiento. El accidente que se produjo<sup>1</sup> ha paralizado este avance técnico pero, personalmente, apostamos por él y esperamos que pronto se vuelva a retomar. Creemos tener las claves del problema que dio origen al incendio y, por tanto, de la forma de evitar ese riesgo.

El campo de helióstatos del proyecto SSPS-CRS, 0,5 MWe se incluye en la actualidad en las instalaciones que el Ciemat opera con el nombre de Plataforma Solar de Almería. Originalmente contaba con 93 helióstatos de 40 m<sup>2</sup> Martin-Marietta (USA), a los que se añadieron 30 más, de 54 m<sup>2</sup> de superficie fabricados por la empresa alemana MBB dentro del proyecto GAST. El sistema CRS de la Plataforma Solar de Almería es, desde hace años, una instalación experimental en la que se han llevado a cabo ensayos de prototipos de muy distintos sistemas y componentes de todo tipo, desde helióstatos hasta receptores. Cabe destacar el banco de ensayos Sulzer para receptores volumétricos de aire, situado en la plataforma superior de la torre de 41 m de altura, y la plataforma para el ensayo de receptores de sales RAS.

<sup>1</sup> En 1986 se produjo un incendio en la Plataforma Solar de Almería, originado en una válvula de uno de los tanques de sodio del proyecto CRS durante una operación de mantenimiento. Este incendio tuvo como consecuencia inmediata el abandono o la postergación de la tecnología de empleo de sodio fundido como fluido refrigerante, no solo en el campo solar.



La tercera opción ensayada en el llano de los Retamares la constituía el Proyecto CESA 1 (Central Electro-Solar de Almería) con tecnología totalmente española. Los helióstatos eran de dos fabricantes, CASA y SENER, y el receptor, de vapor de agua, estaba situado en la parte alta de una torre de hormigón de 90 m. El fluido de trabajo era agua-vapor, la acumulación en sales fundidas -mezclas eutécticas de nitrato sódico y potásico- y el elemento de transformación, una turbina de vapor de 1,2 MW, todavía hoy en buen estado para una posible reutilización. Por cierto, también incorporaba otro elemento técnico que empieza a ser considerado como sugerente para desarrollos futuros; me refiero a la refrigeración del ciclo con un aerocondensador, por lo que esta planta no empleaba agua para la refrigeración del condensador en el sistema de potencia.

La planta CESA 1 entró en operación en 1983. Es propiedad del Ciemat y se ubica en la Plataforma Solar de Almería. Originalmente contaba con un total de 300 helióstatos de 40 m<sup>2</sup>, a los que se han ido añadiendo, entre otros, prototipos de Inabensa (España). Una vez que se dio por concluida la fase de demostración, el campo CESA 1 pasó a convertirse en otra instalación de ensayo, en la que se han llevado a cabo experimentos muy significativos, como el receptor volumétrico de aire de 1 MW<sub>e</sub> denominado TSA y el receptor volumétrico cerrado para turbina de gas de 0,1 MW<sub>e</sub> Refos.



**Ilustración 2.3. Los proyectos SSPS (en primer plano) y CESA 1 (al fondo).**

*Fuente: Plataforma Solar de Almería.*





**Ilustración 2.4. El proyecto SSPS.**

*Fuente: Plataforma Solar de Almería.*

Con posterioridad, se aprovechó un proyecto de I+D, el SIREC<sup>2</sup> (Sistemas de Receptor Central), para recomponer una parte significativa del campo de helióstatos de CESA.

La planta correspondiente al proyecto CESA 1 funcionó de forma rutinaria el tiempo más que suficiente para obtener los conocimientos y la experiencia que realmente se pretendía. Gracias a eso, los trabajos de I+D en esta planta, en aquellos primeros años ochenta, resultaron tan concluyentes como los de los otros dos proyectos del mismo lugar. Con todos los matices que se quieran, allí se puso también de manifiesto algo que hoy no duda nadie: se puede generar electricidad a partir de la radiación solar y las empresas españolas tienen la capacidad tecnológica suficiente para hacerlo.

De 1982 a 1986 se desarrolló en la PSA, haciendo uso de las instalaciones del CRS y del CESA 1, el ambicioso proyecto hispano-alemán GAST liderado respectivamente por Interatom y Asinel. El proyecto tenía como objetivo el diseño de una planta de 20 MW con aire a presión como fluido de trabajo y con un ciclo combinado de turbina de gas híbrida con gas y una de vapor aprovechando la energía de los gases de escape de la primera. El diseño era de campo norte con dos cavidades simétricas respecto al eje N-S.

El proyecto incluyó el desarrollo y ensayo de los componentes más representativos como una nueva generación de helióstatos y los paneles del receptor.

<sup>2</sup> *Compartido por INABENSA, el CIEMAT y el grupo de Termodinámica y Energías Renovables de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla.*

Los helióstatos, concebidos para operar a grandes distancias, fueron desarrollados independientemente por MBB. Como resultado, además del campo posterior instalado en el CRS que todavía hoy se usa para ensayos y de algunos prototipos, se obtuvo una capacidad tecnológica que en el lado español aprovecharon Asinel y subcontratistas industriales y cuyo éxito pudo comprobarse al ganar el concurso que a finales de los años 80 promovió el Weizmann Institute de Israel. Este campo de helióstatos todavía hoy está funcionando a satisfacción de dicha institución científica.

Otro elemento crítico para ese concepto de planta lo constituía el receptor de aire presurizado a 9,3 bar. Para ello se desarrollaron, por parte de MAN y de DORNIER, sendos prototipos, metálico y cerámico, de aproximadamente 500 kW de potencia térmica que se ensayaron en el CESA 1, incluyendo la necesaria instalación de manejo de aire. El metálico se diseñó con una temperatura de salida de 800 °C y el cerámico de 1.000 °C, demostrando una mayor fiabilidad el concepto metálico. Este receptor está expuesto en una zona destacada de la PSA.

Este proyecto también dio resultados muy fructíferos en áreas de control y en la elaboración de herramientas para la optimización de campos de helióstatos como el programa ASPOC.

- *Lazo Ace 20,50 kW*: Este lazo de captadores tipo Ace 20 de 2,5 m de apertura y 132,5 de longitud fue construido en la Plataforma Solar de Almería con objeto de alcanzar temperaturas cercanas a los 300 °C mediante un canal cilindro-parabólico de bajo costo.
- *Lazo DISS, 0,5 MW*: Este canal cilindro-parabólico de 500 m de longitud está compuesto por módulos de 12,5 m de estructura tipo LS-3, de 5,76 m de apertura. La superficie total de captación de este campo es de 2880 m<sup>2</sup>.
- *Lazo Eurotrough, 50 kW*: Con objeto de introducir competencia al control de Solel sobre la estructura LS-3 para canales cilindro-parabólicos, un consorcio de empresas europeas, entre las que participó Inabensa (Abengoa), desarrolló un nuevo concepto de estructura metálica denominada Eurotrough, de módulos de 12,5 m de longitud con apertura de 5,76 m sobre las que se pueden utilizar los espejos de Pilkington y los tubos de Solel.
- *Eurodish, 10 kW*: Con la idea de depurar diversas capacidades de la tecnología de discos parabólicos con motor Stirling, un consorcio Europeo, en el que también participó Inabensa, elaboró mejoras que han incidido en la fiabilidad y el abaratamiento de estos sistemas con proyectos de desarrollo de un prototipo también llamado Eurodish. Este prototipo que incorpora un motor Stirling de la compañía alemana Solo ha sido diseñado específicamente para este tipo de aplicaciones solares. La empresa encargada del desarrollo del disco parabólico especular dentro de este consorcio es SBP, también de Alemania. Inabensa ha sido responsable de la fabricación y

montaje del conjunto al que se acopla el motor fabricado por Solo. Un “heredero” de este desarrollo ha sido el proyecto Envirodish que pretendía pasar a la aplicación industrial y comercial con varias iniciativas, en una de las cuales hemos intervenido con el prototipo que tenemos funcionando en la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla y al que nos referiremos con más detalle en el capítulo próximo.



**Ilustración 2.5. Proyecto Eurodish.**

*Fuente: Plataforma Solar de Almería.*

A lo largo de estos últimos años ha habido también diferentes iniciativas de plantas de demostración. Hace unos 12-14 años se presentaron dos proyectos de carácter comercial, híbridos con gas natural, en un caso a través de un ciclo combinado y con cogeneración. Se trataba del proyecto sol-gas patrocinado en su día por SODEAN (Sociedad para el Desarrollo Energético de Andalucía) y varias compañías eléctricas. Esta propuesta recibió apoyo de la Unión Europea y llegó a realizarse un proyecto de viabilidad muy detallado financiado por esta administración supranacional. Otro proyecto que tampoco se concretó en la central correspondiente fue el Colon Solar, que consistía en la reconversión a sol-gas del grupo I de la central termoeléctrica de fuel oil Cristóbal Colón de la compañía Sevillana de Electricidad. Era interesante termodinámicamente pero no tanto como el Sol-gas ya que no era de cogeneración pero resultaba también muy sugerente en aquel momento. También fue subvencionado por la Unión Europea llegando a realizarse el proyecto de ejecución de la planta y hacerse el desarrollo del campo de heliostatos. Se tomaron medidas de radiación sobre el lugar pero lamentablemente no se realizó la planta.



**Ilustración 2.6. Plataforma del Sandia National Laboratories en Albuquerque (Nuevo Méjico, Estados Unidos).**

*Fuente: Sandia National Laboratories.*

### **1.2. Estados Unidos de América**

Otro país destacado en el ámbito de la I+D fue, sin duda, Estados Unidos y, como España, mantuvo en el tiempo el esfuerzo y el interés en estas tecnologías. Otros países, también punteros en tecnología (Francia, Italia, Japón, Rusia, etc.), perdieron el interés cuando el petróleo no siguió subiendo su precio. Australia, Israel y Alemania, han mantenido el interés aunque con menos énfasis que Estados Unidos y España. Alemania es un caso aparte, en sentido positivo, con una gran institución, el DLR, siempre implicada en la I+D, sobre todo en colaboración con España. De entre las instalaciones de I+D realizadas en aquel país cabe destacar:

Campo NSTTF, 1,5 MWe, Nuevo México: Centro de Investigación y Ensayos en las cercanías de Albuquerque. Como curiosidad geográfico-histórica hay que resaltar que este centro tiene en su entorno las montañas Sandía bautizadas así por los españoles que llegaron allí cuando la conquista de América porque, al atardecer daban el aspecto de una tajada de sandía con sus pepitas negras en un fondo rosado. El organismo titular del centro es el Sandia National Laboratories del Departamento de Energía de USA (DOE). Su funcionamiento como centro de ensayos comenzó en 1978. Cuenta con 222 heliostatos Martin-Marietta de 40 m<sup>2</sup> cada uno.

En este centro de experimentación también se han hecho desarrollos de gran importancia en las otras tecnologías solares térmicas de concentración.

Planta Solar One, 10 MWe, en Barstow, California: Planta de receptor central de torre con absorbedor de vapor saturado y almacenamiento en sales fundidas. Cuenta con 1926 helióstatos Boeing. Entró en operación en 1984, y estuvo operativa hasta finales de la década de los 80. En el año 1996 fue reconvertida a planta de sales fundidas, la Solar Two.

Planta Solar Two, 10 MWe, también en Barstow, California: Sobre el mismo campo de helióstatos y torre de Solar One, se realizaron las reformas necesarias para ensayar un nuevo receptor y sistema de generación con sales fundidas como fluido de trabajo. Entró en funcionamiento en 1996 y operó hasta abril de 1999. Permitió demostrar la viabilidad técnica de las sales fundidas y del almacenamiento térmico en dos tanques, uno frío y otro caliente.

Plantas SEGS, 354 MWe, California: Las 9 plantas SEGS de la compañía Luz International Ltd. son un buen ejemplo de continuo desarrollo tecnológico y reducción de costes. Así, desde la primera planta (SEGS I) de 14 MWe y apertura de espejos de 2,5 m hasta las últimas (SEGS III a IX) de 80 MWe y 5,76 m de apertura del módulo LS-3, se han incorporado importantes mejoras en estructuras, espejos y tubos absorbedores. Este caso, con más de veinte años de operación comercial, merece una atención especial que le prestaremos en el capítulo 3.

El consorcio SES en el que participa el DOE, departamento norteamericano de energía, y Boeing entre otros, dispone también de un prototipo Dish-Stirling de 25 kWe desarrollado y ensayado en el Sandia National Laboratories.

### **1.3. Alemania**

Se implicaron desde el primer momento en todos los aspectos del desarrollo de las tecnologías solares termoeléctricas. Fue uno de los países más activos en el proyecto SSPS de la AIE, a través del DLR (entonces DFVLR) con el apoyo del Ministerio de Tecnología y resultó decisivo cuando, al decaer el interés por estas tecnologías y coincidiendo que el gobierno español de entonces pensaba cerrar las instalaciones de la PSA, el gobierno alemán de aquellos momentos ofreció su participación en el mantenimiento económico de las instalaciones. Esta propuesta se concretó en un convenio entre los gobiernos y lo que había sido un centro de demostración de tecnologías pasó a ser un auténtico centro de I+D de ámbito europeo.

Es cierto también que algún tiempo después otro gobierno alemán rompió el acuerdo y dejó de sostener económicamente las instalaciones de la PSA. Recordamos perfectamente aquel momento en el que, “codo con codo” con el representante alemán en la PSA, luchamos por evitar esta “deserción”. No conseguimos evitarlo pero ellos –los alemanes-almerienses- y muchos que se habían integrado socialmente en la zona, siguieron

amparados en proyectos concretos que han dado continuidad a su actividad; de hecho, muchos de ellos siguen allí. Creo que merece la pena citar que el Consejero de Medio Ambiente de la Junta de Andalucía en aquel momento, Manuel Pezzi, visitó la PSA en aquellos días y prometió el apoyo incondicional del gobierno andaluz para que las instalaciones siguieran funcionando. Fue una auténtica inyección de moral que todos supimos apreciar aunque luego no fue necesario concretar la promesa en apoyo económico real.

Alemania jugó –y sigue haciéndolo– un papel primordial en el desarrollo de las tecnologías solares de media y alta temperatura, lo que merece respeto y consideración.

### 1.4. Israel

Israel siempre se interesó por los temas solares, empujado sobre todo por su situación geopolítica y sus malas relaciones con el mundo árabe. En lo referente a la solar termoelectrica ha mantenido actividades en I+D en los centros que se relacionan a continuación.

- DSG System, 0,5 MWe, Ben Gurion: Instalación compuesta por 20 módulos LS-3 de 2x12,5 m de longitud cada uno y 5,76 m de apertura para ensayos de tubos absorbedores y producción directa de vapor.
- Campo del Instituto Weizmann, Rehovot: Centro de Investigación. Fue inaugurado en 1988. Cuenta con 64 helióstatos de Asinel (España) con facetas de Inabensa (España) de aproximadamente 55 m<sup>2</sup>. Ha servido de plataforma de ensayos a receptores de vapor saturado y de aire a presión para turbina de gas.

### 1.5. Francia

Francia se implicó hace muchos años, a través del CNRS (Centre National de la Recherche Scientifique) con unas magníficas instalaciones de investigación fundamental en materiales cerámicos especiales en el horno solar de Odeillo, en Font Romeu (Pirineos franceses) donde se consiguió la temperatura más elevada en la superficie terrestre (3824 °C) gracias a la doble concentración de la alta irradiancia solar directa en aquellos lugares de atmósfera muy limpia. También hicieron su propia central termoelectrica en las proximidades de Targasonne, la llamada Themis 2, de 2 MW de potencia eléctrica con ensayos muy interesantes. Pero en lo que Francia destacó, en aquellos momentos fue en dispositivos bastante sugerentes, los SRTA (reflector-concentrador fijo y absorbedor móvil) en las Universidades de Aix-Marseille y Ajaccio (Córcega).





**Ilustración 2.7 Horno solar de Odeillo y disco parabólico (Pirineos franceses, Francia).**

*Fuente: Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS).*

### **Resumen del apartado 1**

Como se ve, en el pasado se ha hecho un gran esfuerzo de investigación y desarrollo en las tecnologías solares de concentración y se han levantado más de 9 instalaciones diferentes con carácter experimental. Algunas tuvieron como origen plantas experimentales de generación de electricidad que fueron derivando con el transcurso de los años a centros de investigación y, en algunos casos, fueron siendo clausuradas con las excepciones ya citadas de la Plataforma Solar de Almería y el Sandia National Laboratories.

Cómo es fácil comprender, por estos y otros proyectos realizados en los países citados (USA, Japón, Rusia, Israel, Australia, España, y la Unión Europea en Italia), han sido ensayados diversos sistemas solares de concentración y de aquel pasado solo las plantas SEGS, en USA, han tenido carácter comercial, con el apoyo de un 25% de gas natural.



## 2. Política y legislación sectorial

Con una cierta anticipación a los sucesos dramáticos de la guerra árabe-israelí, cuyas secuelas aun se siguen produciendo –origen cierto de los desarrollos solares–, hubo un antecedente en la toma de conciencia de la limitación de los recursos naturales, aunque insuficiente. Nos referimos al informe al Club de Roma de Denis Meadows y sus colaboradores sobre los límites del crecimiento. A pesar que las conclusiones del informe armaron cierto revuelo en los ambientes más concienciados de la humanidad, en aquellos tiempos, no dio lugar a acciones concretas que tuvieran en cuenta esa temprana previsión. La reciente revisión del informe no difiere en lo esencial del primero pero mucho nos tememos que tampoco ahora tenga la repercusión práctica que sería lógica. El ya también célebre informe Stern es muy citado por los políticos y algunos economistas, pero tampoco se ve que influya contundentemente en la toma de decisiones ni siquiera con la situación actual de crisis económica mundial que también tiene que ver con el problema energético.

Y eso que, de un tiempo a esta parte, se vienen manoseando conceptos tales como “desarrollo sostenible”, “sostenibilidad” y otros similares que no dejan de ser de “ambigüedad calculada”<sup>3</sup> para tranquilizar conciencias en los pensamientos economicistas de fondo que no acaban de entender que es imposible el crecimiento continuo cuando se trata con recursos finitos, como es el caso de la energía tradicional. Para nosotros, es evidente que la palabra sostenibilidad lleva al concepto de “crecimiento cero”; antes o después y en un lugar o en otro. Lo cual no quiere decir que no pueda haber desarrollo sino que éste debe tener en cuenta la limitación de los recursos por lo que hay que tomar conciencia de que debemos modificar las pautas de comportamiento de los seres humanos para vivir bien con los mismos recursos totales. Eso es posible y, en el caso de la energía, mucho más. En la introducción se ha explicado la necesidad de cambiar el sistema energético precisamente para llegar a esa sostenibilidad tan cacareada y poco aplicada.

Creemos que vamos por buen camino, a buen ritmo, sobre todo en España. Pero no faltan dificultades, basadas sobre todo en la ignorancia que, como le oímos decir un día en una conferencia a Eduard Punset, es demasiado abundante y habría que intentar gestionar adecuadamente.

Decimos eso porque todo el mundo opina<sup>4</sup> sobre las plantas termoeléctricas haciéndose eco de pseudoinformaciones de todo tipo, algunas incluso curiosas. Hoy mismo vemos, en una revista informática de prestigio, el siguiente titular: “*Solar Millennium construye la primera planta solar termoeléctrica de Egipto*”.

<sup>3</sup> Como dice nuestro buen amigo José Manuel Naredo.

<sup>4</sup> Hace unos treinta años cuando algunos empezamos a ocuparnos en estos temas nadie hacía caso; ni para bien ni para mal. Nos llamaban visionario e incluso cosas peores.

Luego sigue: *La planta, que va a ser construida en la ciudad de Kuraymat, 95 kilómetros al sur de la ciudad de El Cairo, es una central eléctrica híbrida solar-gas que está previsto entre en funcionamiento en 2010 y que tendrá una potencia de 150 megavatios, etc.*

En el titular, la empresa construye una planta, pero luego resulta que va a ser construida. Y así casi siempre, con lo que se crea una gran confusión. En este caso, en efecto, la planta se está construyendo. En este caso se trata de una buena noticia ya esperada desde hace bastante tiempo.

Por el lado económico sale a la luz un “Report” del DOE (Department Of Energy de Estados Unidos) titulado “Assessment of Potencial Impact of Concentrating Solar Power for Electricity Generation” de febrero de 2007 en el que se afirma que el coste del kWh termoeléctrico es de 10 a 12 centavos de dólar. Es un estudio que se apoya en otros:

- “Renewable Power Pathways: A Review of the U.S. Department of Energy’s Renewable Energy Programs” del NRC (National Research Council) en el año 2000.
- “Feasibility of 1000 Megawatts of Solar Power in the Southwest by 2006” del DOE de agosto del 2002.
- “Critique of the draft Sargent and Lundy Assessment of Cost and Performance Forecasts for Concentrating Solar Power” de NCR de noviembre de 2002.
- “Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts” de Sargent and Lundy (Empresa de Ingeniería) en mayo de 2003.

De estos estudios se sacan una serie de conclusiones muy positivas y optimistas para el desarrollo de la solar termoeléctrica en Estados Unidos y se dice que el kWh saldrá por 3,5 a 6,2 céntimos de dólar en 2020. Si se toman esos “datos”, sin más matizaciones, cualquier persona en España puede pensar que ya estamos “a la vuelta de la esquina” compitiendo en costes con la electricidad convencional y, lamentablemente, no es así todavía. Primero porque esos costes son, con la radiación solar en esa parte de Estados Unidos, del orden de 2600 a 2700 kWh/m<sup>2</sup>.año, cuando en Andalucía apenas se tienen 2000 kWh/m<sup>2</sup>.año; es decir en el sur de España tenemos de un 30 a un 35% menos de radiación solar directa que en el Oeste americano, lo cual significa que necesitamos ese porcentaje más de campo solar para obtener la misma cantidad de electricidad. Aparte de que los costes americanos seguramente no serán los mismos que los europeos; por diversas razones que no es el lugar ni la ocasión de comentar.

En fin, que estamos muy al principio de estos desarrollos para hacer afirmaciones tajantes sobre casi todo. Por el momento, solo tenemos un año y medio de funcionamiento de la PS 10 para sacar algunas conclusiones fiables. Andasol I y PS 20 acaban de empezar a funcionar.

Elucubraciones al margen, nos sorprende cómo siempre surgen afirmaciones sin fundamento con apariencia de aseveración oficial aunque sea un disparate objetivo contradicho por los datos reales. Peor aun es que los medios de comunicación lo transmitan sin el más mínimo control de veracidad.

Las centrales que ahora mismo están funcionando en España (PS 10, PS 20 y Andasol I) no tienen todavía datos económicos suficientemente seguros y fiables para poder hacer una afirmación definitiva aunque si lo suficiente como para saber lo que hemos dicho antes. Por supuesto, a medida que se vayan implementando las nuevas centrales que están en construcción en nuestro país iremos teniendo más certezas, en esta y en otras cuestiones relativas a las centrales termoeléctricas, en estos tiempos iniciales.

Es obvio que, a partir de que se vayan conociendo con seguridad, tanto el comportamiento técnico y económico de las plantas funcionando regularmente, como su capacidad de incorporación fiable al sistema eléctrico, podremos ir articulando mejoras de todo tipo que abaraten el coste de la electricidad generada que es, lógicamente, el deseo de todo el sector; sobre todo para que se confíe en ellas y puedan seguir desarrollándose en el proceso virtuoso que es previsible: mejores prestaciones y a precios cada vez más confluyentes con el de las tecnologías predominantes todavía pero que son fuertemente contaminantes y de las que depende nuestra economía en sentido negativo porque todas (petróleo, gas natural, más del 50% del carbón y uranio) tienen que ser compradas en el exterior.

El otro aspecto que queremos citar en esta denuncia sobre el exceso de optimismo -de pesimismo en otros casos-, está relacionado con un extraordinario proyecto, llamado con diferentes siglas procedentes de su nombre en inglés, según el cual se van a resolver urbi et orbi todos los problemas energéticos del mundo, empezando –claro está- por Europa. Nos referimos al proyecto llamado Desertec que propone generar electricidad con energía solar en las zonas desérticas del mundo para transportarlas a las zonas de consumo más próximas. Lo malo de este tipo de propuestas, iniciada en este caso con la mejor intención por unas organizaciones alemanas también muy prestigiosas, la sección del Club de Roma y el DLR, es que desmonta las intenciones más modestas de otros y tranquiliza las conciencias de casi todos. En definitiva que, en nuestra opinión, sería preferible que el proceso siguiera su ritmo, que no está mal, y cada cual hiciera “sus deberes”.

Los gobiernos, nacionales, europeos y mundiales -es un decir- deben ir poniendo las condiciones para que se siga avanzando en estas tecnologías que, efectivamente, son menos contaminantes que las que nos han llevado a la situación actual y confluyendo con ellas en costes. De la misma forma que se hizo en el pasado, con las tecnologías actualmente predominantes que recibieron en los momentos iniciales fuertes apoyos institucionales. Lo que sorprende es que ahora muchos se escandalicen porque esos apoyos los reciban las energías renovables, con razones mucho más justificadas.

A título de referencia y para despejar algunas de las dudas que maliciosamente se siembran sobre las ayudas que reciben las energías renovables por parte de los estados plasmamos en la tabla 2.1 los subsidios que han recibido en la Unión Europea las energías renovables en relación con las recibidas por los combustibles fósiles y la nuclear.

Se puede observar cómo en el conjunto de la Unión Europea de aquel momento (periodo 1990 a 1995), incluida la propia Comisión, se dedicaron anualmente más de 10000 millones de dólares a los combustibles fósiles, más de 4500 a la nuclear y no llegaron a 1500 millones los dedicados a las renovables. Y países tan volcados en las renovables como Alemania subvencionaron las fuentes fósiles con cerca de 7000 millones de dólares mientras que a las renovables solo dedicaron 149 millones. Y así muchos otros, incluida España, con una doble “moral de ayudas públicas”. Y eso que en esas cantidades

	Energía Fossil	Energía nuclear	Energía renovable
Europa	520,7	428,3	131,3
Austria	4,7	1,4	35,7
Bélgica	61,6	146,8	5,5
Dinamarca	368,2	2,8	108,8
Finlandia	68,7	8,9	129,0
Austria	4,7	1,4	35,7
Francia	280,5	563,3	459,3
Alemania	6890,4	314,6	149,3
Grecia	1,3	0	5,2
Irlanda	32,4	0	5,6
Italia	11,0	147,3	37,1
Luxemburgo	0	0	6,9
Holanda	31,0	48,0	88,4
Noruega	20,7	7,6	5,8
Portugal	4,5	3,0	1,6
España	705,5	40,0	68,3
Suecia	3,4	15,9	56,5
Suiza	13,7	61,1	104,0
Inglaterra	1217,9	2885,9	94,9
<b>TOTAL</b>	<b>10236,3</b>	<b>4674,8</b>	<b>1493,2</b>

**Tabla 2.1. Subvenciones anuales en el ámbito europeo a las energías primarias (millones de dólares).**

*Fuente: Energy Subsidies in Europe, a report commissioned by Greenpeace.*

solo están los subsidios “directos” y no aparecen los “ocultos” (tasas favorables para exploración de recursos fósiles, por ejemplo) y en cambio están contemplados como subsidios a las renovables las importantes cantidades dedicadas a los residuos urbanos que difícilmente pueden ser considerados como fuentes renovables de energía.

Los mejores análisis y propuestas programáticas sobre temas energéticos que hemos podido leer y estudiar son, sin duda, los de la Comisión Europea. Son numerosísimos los libros verdes y blancos; las directivas, etc. que solo tienen un defecto: se cumplen muy poco.

El dinero importante lo dedican a la energía nuclear, de fusión y de fisión. Como casi todos los estados que componen la Unión Europea. Pero teoría no falta. Solo falta convertirla en realidad.

Cuando las directivas son aplicadas por los estados (feed in tarif en Alemania y España, por ejemplo) que tienen alguna repercusión de cierta importancia.

Los centros de investigación y los investigadores deben seguir con su tarea de mejorar las tecnologías y hacerlas más limpias y más baratas. De hecho se lleva bastante tiempo en ello pero no se emplea suficiente esfuerzo en el caso de las energías renovables.

Las empresas tienen que continuar poniendo todo el esfuerzo en conseguir plantas eficientes y fiables al menor coste posible, compatible con sus fines de tener beneficios económicos razonables. Recientemente se está demostrando que cuando se ponen las condiciones económicas adecuadas, responden.

La sociedad, en su conjunto, debe ser capaz de discernir entre unas tecnologías y otras y valorar sus implicaciones de futuro y apoyar las soluciones más sostenibles y menos contaminantes.

Entrando ya en un terreno más concreto, en España no todo es negativo. Ha habido y hay iniciativas que están teniendo repercusiones muy positivas. Solo nos referiremos a las relacionadas con las tecnologías solares termoeléctricas.

El marco regulatorio para el sector solar termoeléctrico está delimitado por una serie de tratados y directivas europeas y nacionales, entre los que se pueden destacar los siguientes:

- *Protocolo de Kyoto*. La ratificación por parte de la Unión Europea del Protocolo de Kyoto obliga a los países europeos, entre ellos España, a cumplir unos determinados objetivos en materia de reducción de emisiones de GEI con respecto a 1990. En el caso de España, el objetivo es que las emisiones sean como máximo superiores en un 15% a las del año de referencia. En estos momentos, España ha superado ampliamente (un 48% en 2006) ese nivel de emisiones, lo que sin duda obligará a adoptar medidas extraordinarias en materia de ahorro y eficiencia energética y en empleo de energías renovables.

- *Plan Estratégico de Tecnología energética*. Este plan, orientado al cumplimiento de los objetivos de la Unión Europea, define una serie de herramientas algunas de las cuales afectan directamente al sector solar termoelectrico.
- *Directiva 2001/77/CE para la promoción de electricidad producida con energías renovables*. Esta directiva establece que para el año 2010, el 22,1% de la electricidad deberá generarse a partir de fuentes renovables y el 12% del consumo interior bruto de energía deberá proceder de fuentes renovables (CE, 1997). Esta directiva ya está superada por la que sigue.
- *Propuesta de Directiva Europea en Energías Renovables*. El 23 de enero de 2008 la Comisión Europea presentó un nuevo paquete de propuestas con la intención de cumplir con el doble objetivo fijado por el Consejo Europeo en marzo del 2007: reducir el consumo de energía primaria en un 20% y aumentar hasta un 20% la cuota de energías renovables en el consumo energético de aquí al 2020. Es el célebre reto del 20-20-20 para el 2020. En el caso de España la cuota a alcanzar de aquí al 2020 es del 20% de energías renovables en su consumo energético. Esta propuesta de Directiva respeta los mecanismos nacionales, lo que supone un espaldarazo a los sistemas alemán y español de feed-in tariffs, que han proporcionado excelentes resultados.
- *Plan de Fomento de Energías Renovables 2005-2010*. El vigente plan de fomento establece unos objetivos de producción eléctrica del 30,3% del consumo bruto de electricidad. El plan establece un objetivo específico de 500 MW para la energía solar termoelectrica que se está quedando corto.
- *Ley del Sector Eléctrico 54/1997 y desarrollo normativo en el RD 1955/2000 y 2818/98*. Con esta importante ley se inicia el despegue de las energías renovables en España al constituirse el llamado “régimen especial” en el que engloban las formas “no ordinarias” de generar electricidad; es decir, las renovables y la cogeneración. En realidad es el principio de un sistema distribuido de generación de electricidad. Más adelante comentaremos algunas peripecias parlamentarias en lo que respecta a la energía solar termoelectrica. Luego se hará un comentario acerca de esta Ley y su relación con la solar termoelectrica.
- *Reales Decretos 2366/1994, 6/2000, 1663/2000, 436/2004 y 661/2007*. Todos estos Reales Decretos han ido conformando un cuerpo de normativa que afecta plenamente al sector solar termoelectrico. En particular, el RD 661/2007 establece, entre otros:
  - Un novedoso mecanismo de retribución cap/floor (límite superior-inferior) para la opción a mercado (se mantiene la opción a tarifa)
  - Necesidad de presentar avales para la admisión de solicitudes de acceso.
  - Prioridades en la producción a favor de los sistemas acogidos al Régimen Especial, y dentro de estos, a favor de los no gestionables.

- Un objetivo de 500 MW para solar termoeléctrica, con un mecanismo de revisión de primas y objetivos una vez se alcance el 85% de dicho objetivo, con un plazo mínimo de moratoria de 12 meses desde ese momento para los proyectos ya iniciados. Ya hemos comentado que estos límites deben ser revisados al alza.
- *Ley 17/2007 de 4 de julio*. Esta ley, que modifica la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico regula la Autorización Administrativa del punto de conexión para los regímenes Ordinario y Especial y establece limitaciones a la capacidad de conexión de generación renovable.
- *Ley 2/2007, de 27 de marzo de Fomento de las Energías Renovables y del Ahorro y Eficiencia Energética de Andalucía*. Lo más novedoso de esta ley autonómica es el establecimiento de la “primacía de las energías renovables”.
- *Plan Andaluz de Sostenibilidad Energética (PASENER) 2007-2013*. Aprobado en Consejo de Gobierno de 13 de noviembre de 2007. Prevé que, en 2013, se produzca a través de fuentes renovables el 31,8 por ciento de la energía eléctrica, el 18,3 por ciento del total de la energía primaria proceda de fuentes renovables, frente al 12 y 20 por ciento que se plantean en España y la Unión Europea para 2010 y 2020, respectivamente.
- Documento sobre Gestionabilidad de Red Eléctrica de España. El RD 661/2007 crea la figura del Interlocutor Único de Nudo para tramitación en la red de transporte, así como la necesidad de obtener la aceptabilidad del operador del sistema (REE) para generadores de potencia superior a 10 MW en la Red de Distribución. REE ha elaborado un documento en el que establece los criterios para que una planta solar termoeléctrica sea considerada gestionable<sup>5</sup>.

En realidad este concepto de “gestionabilidad” es un poco extraño y no existe en el diccionario de la Real Academia de la Lengua, aunque desde el lado del operador del sistema es comprensible ya que uno de sus retos es ser capaz de dar electricidad a todos los consumidores a cualquier hora, en cualquier lugar y en la cantidad que los consumidores la pidan. Parece razonable que a esa capacidad de gestionar el sistema eléctrico se le asigne la palabra gestionabilidad y no creemos que sea demasiado extraño. Sin embargo, desde el punto de vista de las plantas alimentadas con energías renovables, lo más lógico sería que se les exigiera una capacidad de programar la generación de electricidad para ayudar al operador en su trabajo de gestionar el sistema. Eso no es difícil de conseguir en las plantas solares termoeléctricas si tienen el nivel de almacenamiento y/o hibridación adecuados.

Como ya se ha indicado el impulso reciente es consecuencia de un proceso que viene de la Ley de Sector Eléctrico de finales del año 1997 (54/1997 de 27 de noviembre)

<sup>5</sup> [www.ree.es/transporte/doc/ANEXO\\_ACC\\_RDT\\_GEN\\_ESP\\_TERMICA\\_JUL07.pdf](http://www.ree.es/transporte/doc/ANEXO_ACC_RDT_GEN_ESP_TERMICA_JUL07.pdf).



y el correspondiente Real Decreto que desarrollaba los aspectos de la ley que más trascendencia ha tenido para las energías renovables, recogidos en el artículo 30 con el título y el concepto de Régimen Especial. Contamos ahora una rocambolesca circunstancia en relación con la solar termoeléctrica que creemos es necesario que se conozca. El RD 2818/98 de 23 de diciembre no recogió un “pequeño detalle” que se había introducido en otra ley también muy importante:

Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social (Ley de acompañamiento de los Presupuestos Generales del Estado) en la que –sin que casi nadie se enterara- se introdujo una enmienda que podemos calificar, por lo menos, de curiosa.

Se cambió lo que decía la Ley 54/97 “Excepcionalmente, el Gobierno podrá fijar para la energía solar una prima por encima de los límites especificados en este artículo” por esto otro, *“No obstante, el Gobierno podrá autorizar primas superiores a las previstas en el párrafo anterior para las instalaciones que utilicen como energía primaria energía solar fotovoltaica”*.

Al margen de la incorrección de que la energía solar fotovoltaica no es una energía primaria sino una tecnología, esta enmienda dejó fuera de la Ley a la solar termoeléctrica.

Cuando se tomó conciencia del asunto –un año después, finales del 1998- se intentaron enmiendas en el Congreso y en Senado que volvieran las cosas a su sitio. Lamentablemente no se aceptaron por el grupo mayoritario de entonces en ambas cámaras.

Finalmente, en diciembre del año 2000 los grupos políticos presentaron una enmienda transaccional en el Senado que fue aprobada con lo cual se enmendó la enmienda volviendo a la redacción inicial. Eso sí, tres años después.

No nos hemos resistido a contarlo, aunque hayamos omitido los detalles, para que se entienda que el camino no ha sido de rosas; también ha habido dificultades.

A partir de ahí ya se pudieron aplicar las previsiones del Real Decreto 2818/98 a las tecnologías solares termoeléctricas que iniciaron el camino que ahora mismo estamos recorriendo. Las empresas empezaron a tomarse el asunto en serio, a pesar de lo cual se perdieron tres años sobre los que se habían perdido antes al no tomar las decisiones oportunas.

El Real Decreto 436/04 modificó bastante sustancialmente el anterior RD 1828/98 y el RD 661/07 hizo lo propio con el 436. Con todo ello se han dado las condiciones para hacer posible el desarrollo comercial de las plantas termoeléctricas tal como está ocurriendo ahora mismo.

### 3. Análisis DAFO del sector

Se presenta un análisis DAFO del sector solar termoeléctrico en general. La tabla 2.2. resume esquemáticamente los puntos que se desarrollan a continuación.

#### 3.1. Fortalezas

- *Abundante recurso solar.* Los niveles de irradiación directa normal en el sur de España están cerca de 2000 kWh/m<sup>2</sup>, bastante por debajo de los de otras zonas del mundo. En los desiertos del Sahara, de Atacama o del Oeste americano se alcanzan niveles de 2600 kWh/m<sup>2</sup>.
- *Disponibilidad de terrenos adecuados.* La implantación de una central solar termoeléctrica requiere una extensión de terreno aproximadamente proporcional a su superficie de captación. Este terreno debe reunir unas características muy exigentes, especialmente en el caso de la tecnología de canales parabólicos.

En el sur de la Península Ibérica existen amplias zonas que reúnen esas características, Por comunidades autónomas son Andalucía, Extremadura, Castilla-La Mancha, Murcia y Valencia las que reúnen mejores condiciones, aunque no debemos olvidar que no son las mejores del planeta y que hay otras zonas del sur de Europa que también reúnen condiciones aceptables para la implantación de centrales solares termoeléctricas.

- *Presencia de la PSA.* La presencia de la Plataforma Solar de Almería en Tabernas ha sido y debe seguir siendo un factor de importancia singular para el desarrollo del sector en Andalucía. A esta circunstancia se le une la reciente creación del Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables en Andalucía (CTAER).
- *Liderazgo de empresas españolas.* Las empresas líderes en el sector solar termoeléctrico son empresas españolas y son bastantes las que se están incorporando en los últimos tiempos. Además, el fuerte desarrollo del sector en España y la mencionada presencia de la PSA han llevado a empresas nacionales y europeas a elegir el sur de España como base de operaciones. Todo esto conlleva la creación de un tejido empresarial que debe ser decisivo para el desarrollo del sector. En la asociación PROTERMOSOLAR ([www.protermosolar.com](http://www.protermosolar.com)) se agrupan casi todas las empresas españolas y en ESTELA –la equivalente europea- se asocian otras más de ámbito europeo.
- *Liderazgo en formación de técnicos.* La actividad histórica de algunos grupos de investigación de la ETSI de Sevilla, ligada en gran medida a la PSA, ha propiciado

el que, hoy por hoy, los ingenieros formados en esta Escuela Superior estén jugando un papel muy destacado en el desarrollo del sector. Andalucía sigue siendo hoy un referente en formación en esta materia, gracias a la inclusión en algunos planes de estudio de asignaturas afines y a la creación de Masters especializados en Energías Renovables, con fuerte énfasis en las tecnologías termosolares. Estamos seguros que pronto se sumaran otros centros de formación técnica.

- *Disposición favorable de las administraciones.* El papel relevante que la energía solar termoeléctrica puede jugar en el sistema energético para contribuir a la reducción de nuestra dependencia energética –sea a nivel europeo, nacional o autonómico- y a la mitigación del cambio climático hace que exista una disposición muy favorable hacia este sector en las administraciones públicas.
- *Programabilidad.* Una de las dificultades para el pleno desarrollo de las energías renovables en general es su carácter intermitente y en cierto grado impredecible, por los problemas que estas características suponen para su integración en el sistema eléctrico actual fuertemente centralizado. Las tecnologías termosolares permiten mediante hibridación con combustibles fósiles o renovables, o con el uso de sistemas de almacenamiento térmico, la adaptación de la producción a las necesidades de la red eléctrica (lo que de una forma amplia se viene denominando gestionabilidad, traducción incorrecta del término inglés dispatchability). Como se ha indicado más arriba a esta capacidad de adaptación a la red eléctrica general preferimos llamarla, desde el sector, programabilidad en razón de que, desde el punto de vista de la operación de las centrales se puede programar la generación de electricidad. Evidentemente, entendemos que el gestor del sistema eléctrico, Red Eléctrica de España, con su difícil trabajo de hacer llegar electricidad a todos los consumidores en todos los momentos y en las cantidades que estos necesitan, exija a los generadores de electricidad unas condiciones que las plantas termosolares pueden cumplir perfectamente. Máxime si se aceptara el nivel de hibridación con gas natural o con biomasa que el gestor de la central estimara necesario aunque con la política de compensaciones económicas que fuera justa. Adicionalmente, hay que tener en cuenta que los períodos de máxima generación de las centrales eléctricas termosolares vienen a coincidir con uno de los picos de las curvas de consumo (gráfica 4.1), con el consiguiente efecto beneficioso para el sistema eléctrico.
- *Buena consideración social.* La energía solar termoeléctrica goza de buena consideración social –aunque no faltaran los detractores- como se pone de manifiesto en el apoyo de destacados grupos ecologistas –Greenpeace, Ecologistas en Acción, - a la tecnología y al desarrollo del sector.

### 3.2. Debilidades

- *Número limitado de proveedores.* El suministro de algunos elementos claves de las centrales eléctricas termosolares está en manos de un número muy limitado de empresas, especialmente en lo que se refiere a dos de los elementos claves de la tecnología de canales parabólicos: el tubo absorbedor y los espejos parabólicos, hasta hace muy poco en una situación casi monopolística. Aunque la situación se ha corregido recientemente con la aparición de un nuevo fabricante de cada uno de estos dos elementos y con el aumento de la capacidad de fabricación, el mercado es aún rígido y no propicia una reducción significativa de costes a través del mecanismo de la competencia. Por otra parte, la situación es similar en lo que se refiere a otro elemento clave, la turbina, ya que el precio de este elemento ha subido considerablemente durante los últimos años y la práctica totalidad del mercado está en manos de uno o dos fabricantes. Finalmente, existe también un número limitado de empresas capaces de ofrecer los proyectos “llave en mano” (EPC, Engineering, Procurement and Construction) que demanda actualmente el mercado, ya que un gran número de plantas se están desarrollando en la modalidad Project Finance, que requiere una gran capacidad financiera y tecnológica a las empresas que ofrecen este tipo de servicios (“llaveenmanistas” o “epécistas”). Es obvio que, a medida que aumente el número de centrales en construcción se solucionará esta debilidad.
- *Necesidades de terreno exigentes.* Las plantas basadas en CP requieren grandes extensiones (entre 150 ha y 250 ha para una planta de 50 MW, dependiendo de su capacidad de almacenamiento) de terreno llano. La tecnología de torre o receptor central demanda extensiones similares e incluso superiores en extensión, aunque con requisitos menos exigentes en cuanto a orografía. La disponibilidad de este tipo de terrenos es limitada si bien en el sur de España hay mucha superficie disponible- y en muchos casos se da una clara concurrencia con otros usos, principalmente el agrícola, lo que puede producir movimientos especulativos y un aumento del coste de los terrenos.
- *Tejido empresarial insuficiente.* Con la excepción ya señalada de Abengoa, y pocas empresas más, hay pocas grandes empresas bien posicionadas en el sector, siendo esta ausencia particularmente patente en el campo de las empresas que ofertan proyectos “llave en mano” y en el del desarrollo y fabricación de los elementos de más alto valor añadido.
- *Recursos hídricos limitados.* La necesidad de emplear volúmenes de agua de cierta importancia para la refrigeración del ciclo de potencia y el lavado de espejos condiciona en gran medida la disponibilidad de terrenos para centrales solares termoelectricas. Además, la Ley del Agua da prioridad al uso agrícola, lo que en regiones como las del sur de España, con recursos hídricos limitados y sujetos a

períodos más o menos cíclicos de sequía puede suponer un serio obstáculo para el desarrollo del sector. Sobre todo porque no se valoran los beneficios de todo tipo (sociales, medioambientales, económicos) tiene este uso del agua, frente a otros.

- *Riesgo tecnológico.* El riesgo tecnológico se concentra actualmente en el sistema de almacenamiento para las plantas de canales parabólicos en construcción o en proyecto. Sin embargo, el desarrollo de las diferentes tecnologías debe afrontar nuevos y variados retos y riesgos tecnológicos si se pretende conseguir que la energía eléctrica termosolar sea competitiva sin necesidad de ayudas públicas. Entre los que deben abordarse a corto plazo destacan los sistemas de receptor central con sales o de vapor sobrecalentado, la generación directa de vapor en canales parabólicos, los sistemas de almacenamiento con cambio de fase, nuevos fluidos de trabajo como el sodio, etc.

### **3.3. Amenazas**

- *Indefinición del marco legal.* La principal amenaza a la que se enfrenta un sector que se ha desarrollado al amparo de las primas establecidas para la generación de electricidad en Régimen Especial (*feed-in tariff*) es la indefinición del marco legal a medio plazo: ¿cuáles serán las condiciones después de que se alcance el 85% del objetivo previsto en el RD 661/2007 o de la revisión prevista en 2010? ¿Qué plazo tendrán los proyectos que en ese momento hayan arrancado para finalizar y acogerse a la tarifa actual? ¿Cómo se tratarán estas tecnologías en la prometida Ley de Energías Renovables? Según cuál sea la respuesta a estas preguntas el sector evolucionará de una u otra forma, pero la indefinición actual, unida a la coyuntura económica global, puede provocar un paro en el desarrollo del sector. Además, desde la Administración debe evitarse la adopción de medidas como la reciente eliminación del complemento por garantía de potencia que afectan a posteriori a la viabilidad económica de proyectos en marcha.
- *La definición de Gestionabilidad.* El concepto de vertido de energía primaria recogido en el anexo 11 del RD 661/2007 y su interpretación por parte de Red Eléctrica de España, al imponer un sistema de almacenamiento de 4 horas equivalentes y una gestión del mismo incompatible con una concepción racional de la planta, pueden suponer la exclusión de un buen número de proyectos de la categoría de “plantas gestionables” y, como consecuencia, obligar a competir por el acceso al punto de conexión con otras formas de generación –eólica, fotovoltaica- que sí están claramente fuera de esta categoría. No parece razonable mantener esos criterios que deben ser modificados a los de programabilidad a los que nos hemos referido antes.

- *Estancamiento y obsolescencia tecnológicos.* La estructura empresarial y financiera de la mayor parte de los proyectos dificulta enormemente la viabilidad de proyectos con componentes más o menos claros de riesgo tecnológico, solo Abengoa y Sener, empresas de gran capacidad tecnológica y financiera, se han atrevido a desarrollar proyectos claramente diferenciados del modelo “canal parabólico con aceite térmico como fluido de trabajo con o sin almacenamiento en sales”. Esta situación puede suponer una desincentivación del desarrollo tecnológico y la innovación que lastre la competitividad a largo plazo de este sector. Nos parece necesario hacer un esfuerzo para favorecer el desarrollo de las otras tecnologías; al menos durante un periodo de tiempo suficiente para su impulso.

<p style="text-align: center;"><b>Fortalezas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Abundante recurso solar</li> <li>• Disponibilidad de terrenos adecuados.</li> <li>• Presencia de la PSA</li> <li>• Liderazgo de empresas andaluzas</li> <li>• Liderazgo en formación de técnicos</li> <li>• Disposición favorable de las administraciones</li> <li>• Gestionabilidad</li> <li>• Buena consideración social</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>Debilidades</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Número limitado de proveedores</li> <li>• Necesidades de terreno exigentes</li> <li>• Tejido empresarial insuficiente</li> <li>• Necesidad de grandes recursos hídricos</li> <li>• Riesgo tecnológico</li> </ul>
<p style="text-align: center;"><b>Oportunidades</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de la dependencia energética</li> <li>• Contribución a la reducción de emisiones GEI</li> <li>• Expansión internacional de las empresas andaluzas</li> <li>• Creación de empleo</li> <li>• Atracción de inversiones</li> <li>• Liderazgo en I+D</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>Amenazas</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Indefinición del marco legal</li> <li>• Definición de Gestionabilidad</li> <li>• Estancamiento y obsolescencia tecnológicos</li> <li>• Usos del agua</li> <li>• Especulación</li> <li>• Fracaso tecnológico</li> </ul>

**Tabla 2.2. DAFO del sector solar termoelectrico.**

*Fuente: Elaboración propia.*

- *Usos del agua.* Como se ha señalado anteriormente, la Ley del Agua no contempla ningún tipo de prioridad para el uso del agua en proyectos de valor medioambiental como las centrales eléctricas termosolares. Este hecho puede provocar tensiones entre propietarios de tierras, comunidades de regantes y confederaciones hidrográficas que tendrían una repercusión negativa sobre algunos proyectos.
- *Especulación.* Aunque el sector solar termoeléctrico presenta unas características muy distintas al fotovoltaico que dificultan los procesos especulativos, las indefiniciones del marco legal ya mencionadas podrían favorecer la aparición de “pescadores a río revuelto”.
- *Fracaso tecnológico.* La madurez de la actual tecnología de canales parabólicos, la buena marcha de la planta PS 10 y la solvencia tecnológica de los principales actores del sector hacen poco previsible el fracaso de la tecnología en España. No obstante, habrá que estar muy atentos a los resultados de los grandes sistemas de almacenamiento en sales fundidas de algunos de los proyectos más conspícuos.

### 3.4. Oportunidades

- *Reducción de la dependencia energética.* La capacidad de las tecnologías termosolares para contribuir significativamente al mix de generación proporciona una excelente oportunidad para reducir la dependencia energética de España y, en menor medida (solo si esta contribución fuera considerable en los niveles europeo y mundial) puede suponer incluso un factor de estabilización del precio de algunos combustibles (gas natural).
- *Contribución significativa a la consecución de objetivos de reducción de emisiones.* Si la generación de electricidad termosolar llegara a suponer un desplazamiento de la generación fósil, el sector podría contribuir de forma muy significativa a la consecución de los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).
- *Expansión internacional de las empresas españolas.* Gracias a que España está siendo la punta de lanza en el desarrollo de la generación solar termoeléctrica, las empresas españolas en general están posicionadas muy favorablemente ante el previsible desarrollo del sector en otras regiones del mundo (EEUU, Norte de África y Oriente Medio, India, Australia...).
- *Creación de empleo.* Numerosos estudios muestran los efectos favorables del desarrollo del sector solar termoeléctrico sobre el empleo, ya sea durante la construcción de las plantas, a lo largo de su vida útil con la operación y mantenimiento de las mismas, y sin olvidar el empleo de alta calificación asociado a la I+D+i y a la ingeniería.



- *Atracción de inversiones.* España tiene una gran oportunidad de convertirse en el mayor receptor de inversiones en el sector durante los próximos años, no solo las asociadas a la construcción de plantas, sino también otras de marcado carácter estratégico como la fabricación de componentes de alto valor añadido (la nueva planta de fabricación de tubos absorbedores de SCHOTT Solar en Aznalcóllar, Sevilla), puesta en marcha a primeros de este año 2008 e inaugurada el pasado 27 de mayo además de las que se vienen perfilando en el futuro inmediato.
- *Liderazgo en I+D.* La Plataforma Solar de Almería es el principal referente mundial como centro de I+D. Pero no solo; ya hay varios centros que se interesan en estas tecnologías y desde luego la Universidad de Sevilla que lleva casi el mismo tiempo que la PSA implicada en ellas. El desarrollo del sector en España ofrece una oportunidad única de consolidar ese liderazgo tanto en el sector público como en el privado. La administración española debe contribuir a este objetivo recabando un papel más activo que el jugado hasta ahora.

## 4. Perspectivas y propuestas de futuro

Las políticas comunitarias y la previsible evolución del mercado eléctrico, que debe ir favoreciendo de manera creciente el desarrollo de los sistemas de energías renovables, conforman un panorama muy alentador para el sector.

Las declaraciones alentadoras del recién nombrado presidente de los Estados Unidos, Barak Obama, también contribuirán a conseguir ese deseo. Su referencia expresa a España en ese contexto nos debe animar a continuar por la línea emprendida.

El potencial de la energía solar termoeléctrica en España es muy grande. Aunque no existen estudios específicos para el sur del país, la asociación europea del sector, ESTELA, estima en algo más de 22 GW la capacidad instalada de solar termoeléctrica en España para el año 2020, basándose en un reciente trabajo del DLR alemán sobre el potencial del sector, tomando como criterios la disponibilidad de recursos (radiación solar, terrenos, agua). La producción anual de estas plantas sería de 62 TWh que, si se tiene en cuenta el tamaño del sistema eléctrico español de 268 TWh en el año 2007, estaríamos en un positivo 23% dado que el conjunto de la electricidad renovable (incluyendo fotovoltaica, eólica, hidráulica y biomasa) podría llegar a ser muy elevado.

Suponiendo que se mantienen las tendencias actuales, aproximadamente un 40% de esta capacidad (8,8 GW) podría instalarse en Andalucía, lo que da idea del gran interés que el sector tiene para esta comunidad autónoma. Las otras Comunidades Autónomas con buenos recursos y en las que ya se están realizando plantas (Extremadura, Castilla-La Mancha, Murcia, etc.) se distribuirían el otro 60%.

Para que este gran potencial se realice, es necesario poner en marcha un ambicioso plan de actuación que permita a las empresas españolas aprovechar las magníficas oportunidades existentes. Este plan de actuación debe contemplar, entre otras, las siguientes medidas:

- Potenciar las actividades de I+D+i, tanto en el sector público como en el privado. Una medida concreta a este respecto debe ser la potenciación de los centros de I+D de primer nivel existentes, con actividades coordinadas entre todos ellos y con la PSA.
- Favorecer la hibridación en sus distintas variantes, en particular con otras fuentes de energías renovables, lo que redundará en un aumento de la programabilidad de las futuras plantas y en una notable reducción del coste de la energía producida.
- Primar el riesgo tecnológico. Debe establecerse un mecanismo que permita abordar proyectos con una componente de riesgo tecnológico para favorecer la innovación y conseguir el desarrollo adecuado de las distintas tecnologías.
- Primar las alternativas que propicien la evolución del sistema energético hacia una configuración más descentralizada, respetuosa con el medio ambiente, eficiente y justa.
- Eliminar las barreras administrativas para los proyectos de centrales eléctricas termosolares. El desarrollo de un proyecto de este tipo conlleva una tramitación compleja y larga en el tiempo, lo que unido a las incertidumbres propiciadas por las indefiniciones del marco legal, señaladas en apartados anteriores, puede lastrar el desarrollo del sector en España y dar lugar a que otros países (Francia, Italia, Grecia, Marruecos, Argelia, Egipto, etc.) avancen en su previsible competencia con nosotros.
- Potenciar, a través de medidas incentivadoras, la creación de un tejido empresarial competitivo y eficiente, que pueda beneficiarse del previsible desarrollo que experimentará el sector en otros mercados.
- Potenciar el desarrollo tecnológico en toda España, con especial énfasis en las tecnologías con mayor potencial de aumento de rendimiento y/o reducción de costes, como las asociadas a los sistemas de receptor central o de discos parabólicos.
- Potenciar la presencia de materias afines a la tecnología en los planes de estudio de las ingenierías y la implantación de especialidades o cursos Masters que den respuesta a las necesidades de formación de las empresas del sector y mantengan o potencien la situación privilegiada de las universidades españolas en este campo.

En el ámbito de la investigación, los dispositivos solares de alta temperatura y en particular los hornos solares, permiten grandes avances en la llamada química solar y el estudio de nuevos materiales, además de otras especialidades térmicas. Una instalación emblemática en este aspecto es el horno solar de Odeillo en los Pirineos franceses y también, aunque en un nivel algo inferior (en tamaño y en medios) el horno solar de la PSA.

Llegados aquí, al ámbito de la I+D, no podemos dejar de escandalizarnos ante la insensatez del género humano –con las excepciones que se quieran–, que lleva destinado tanto esfuerzo y dinero a una tecnología energética, la nuclear de fusión, con resultados prácticos tan inciertos como inútiles y que se destine tan poco a las tecnologías solares, sobre todo de concentración que ya puede hacer de manera razonable y sensata lo que no se puede conseguir con la nuclear de fusión por más dinero que se ponga en ella. Como comentario adicional, en lo referente a España, espero que el actual gobierno reconsidere el planteamiento frustrado de otro anterior por lo que se refiere a estas tecnologías: que los 800 millones de euros que se habían destinado al proyecto ITER se dediquen al desarrollo de las tecnologías solares. Aunque mucho nos tememos que el VII Programa Marco de I+D de la Unión Europea siga dedicando mucho más dinero público a las energías nucleares, e incluso a las fósiles, que a las renovables. De hecho, así es.





# 3. Las empresas y los proyectos

## 1. La situación empresarial del sector en España

La situación empresarial del sector en España se puede resumir en estos grandes trazos:

1. *Grandes empresas con fuerte presencia internacional.* En España hay varias empresas de alto nivel que han apostado por las tecnologías solares termoelectricas. Algunas de ellas –a las que ya hemos hecho referencia con anterioridad- vienen del ámbito de las ingenierías y llevan ya bastante tiempo implicadas en relación con multitud de proyectos de I+D (Abengoa sobre todo, pero también SENER) y están teniendo mucho éxito. Pero también hay que destacar a otras empresas que se han incorporado más recientemente con un alto nivel de riesgo tecnológico y económico pero que también han apostado fuertemente y empiezan a tener el éxito que se merecen (Cobra, Iberdrola, Acciona, etc.). No queremos dejar de mostrar nuestra simpatía por los varios grupos promotores que, con gran entusiasmo y grandes dificultades, están abordando proyectos que no les va a resultar fácil hacer realidad a los que también les deseamos el máximo de los éxitos.
2. *Existencia de grupos financieros o grandes empresas españolas.* Al hilo de los últimos años a partir de los reales decretos de impulso a las renovables, han surgido grupos financieros –españoles y extranjeros- muy interesados por las centrales solares termoelectricas.
3. *Presencia de grandes empresas nacionales e internacionales.* Muchas grandes empresas nacionales e internacionales han elegido España como campo principal de su actividad en el sector. También se están incorporando otras empresas más pequeñas que contribuirán a diversificar el sector de la generación de electricidad aproximándolo al que nos parece que será el de futuro.
4. *Fabricantes importantes.* Aunque podría haberse incluido en el apartado anterior, la instalación de la empresa alemana SCHOTT Solar en Aznalcóllar (Sevilla) merece un tratamiento especial por su singularidad, ya que se trata de una fábrica muy avanzada en su concepción, que con seguridad supondrá un estímulo para que otros fabricantes sigan los mismos pasos, aprovechando las oportunidades que ofrece España para este tipo de proyectos empresariales. Rioglass en asociación con Abengoa ha desarrollado en Asturias una fábrica de espejos cilindro-parabólicos y otras empresas de ámbito internacional como Solel están con la misma idea en otras zonas de España.

Comentario especial debe tener un tradicional fabricante de vidrios, la multinacional Saint-Globain que ha suministrado los espejos a algunas de las plantas en funcionamiento y en construcción, en España y en Estados Unidos y suponemos que obtendrá un buena parte del mercado de estas tecnologías.

5. *Industria auxiliar.* El desarrollo del sector en España está propiciando la aparición de una industria auxiliar más o menos especializada (se estima que el 50% de los costes de construcción de una central eléctrica termosolar tienen carácter local o regional).
6. *Ingeniería.* Una parte pequeña de los grandes grupos de ingeniería que están participando en el desarrollo de proyectos en España tienen su sede fuera de nuestro país. La mayor parte son españoles y algunas ingenierías más están tratando de posicionarse, para lo cual es imprescindible que aprovechen las posibles sinergias con centros tecnológicos o grupos de investigación con buen conocimiento de la tecnología.

Por lo que respecta a las plantas en operación, en este momento, en España hay tres: PS 10 y PS 20, de 11 MW y 20 MW, respectivamente, construidas por Abengoa Solar en Sanlúcar la Mayor (Sevilla) y Andasol I, planta de canal parabólico de 50 MW, de ACS-Cobra en los llanos del Marquesado (Granada). La primera de ellas, PS 10, lleva funcionando dos años, y ha proporcionado a la red eléctrica general 23 GWh cada año; como estaba previsto. Andasol I y PS 20 inyectarán a la red aproximadamente 155 GWh y 45 GWh anuales, respectivamente, según previsiones.

También tenemos una pequeña unidad de 10 kW de un disco parabólico con motor Stirling en la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla que inyecta electricidad a la red, desde hace más de cuatro años y que ha generado 16535 MWh en las más de 3000 horas de funcionamiento esporádico y poco regular. Pero podemos decir –hemos hecho los cálculos a partir de los datos disponibles– que si hubiera funcionado de manera continuada habría inyectado a la red 16,5 MWh cada año.

En el desierto de Mojave (California) las centrales SEGS (350 MW) llevan funcionando alrededor de 20 años con una generación anual promedio de 600 GWh/año.

Desde hace poco (algo más de un año) la planta Nevada Solar One (64 MW de potencia nominal), situada en el desierto de Nevada, también en Estados Unidos, y propiedad de la empresa española Acciona, está generando aproximadamente 130 GWh al año. Más recientemente, otra planta de 5 MW de una tecnología nueva (concentradores lineales de Fresnel) de la empresa AUSRA acaba de conectarse a la red del estado de California con una generación de 10 GWh/año.

Por tanto, en este momento hay en el mundo 500 MW instalados de generación solar termoeléctrica, generando alrededor de 1 TWh de electricidad al año.

También es cierto que en muy poco tiempo, en España se habrán incorporado nuevas plantas al sistema eléctrico que supondrán una potencia instalada adicional de 100 MW más, generando electricidad solar para la red general. Y que en el año 2009 tendremos otros cuantos MW más (supongamos que de 200 a 400) y así sucesivamente hasta no se sabe cuántos ni en qué sitios, ni con qué tecnologías concretas.

No nos atrevemos a hacer previsiones de futuro pero tenemos la impresión clara de que el futuro es espléndido; y no solo en España.

## 2. Plantas en operación

Entre las 4 tecnologías descritas en capítulos anteriores, la de canal parabólico es sin duda la que mayor desarrollo práctico ha experimentado, y esto se debe principalmente a la continuidad, desde mediados de los años 80 del pasado siglo XX, del proyecto SEGS (Solar Electricity Generating System) iniciado por la sociedad estadounidense-israelí Luz en el desierto de Mojave. Tras un largo período de estancamiento, en el que no llegó a materializarse ningún proyecto de tamaño significativo, el panorama ha cambiado radicalmente. Las iniciativas de Solargenix en Estados Unidos y, sobre todo, el despegue que para la energía solar termoeléctrica ha supuesto el escenario propiciado por los sucesivos decretos reguladores del Régimen Especial y por la actividad continuada de la Plataforma Solar de Almería y de algunas empresas y grupos de investigación universitarios, se han concretado en realidades palpables –nuevas plantas en operación– y en multitud de proyectos en desarrollo. A continuación repasamos someramente algunos aspectos esenciales de los proyectos más significativos.

### 2.1. Plantas SEGS

Las 9 plantas SEGS, puestas en operación entre 1985 y 1991 en tres emplazamientos próximos (Dagget, Kramer Junction y Harper Lake) todos situados en el desierto de Mojave (California), son sin duda el principal referente de la tecnología de canal parabólico en particular y de la solar termoeléctrica en general.

El principio estuvo en una iniciativa de una sociedad estadounidense-israelí, llamada LUZ Industries que puso en marcha, en Dagget<sup>1</sup> (California) la primera planta termoeléctrica comercial, la SEGS I, de 13,8 MW que empezó a funcionar el año 1984.

<sup>1</sup> A unos 200 km al noroeste de Los Ángeles.



Con el concentrador LS-1, de 2,55 m<sup>2</sup> de apertura y 50,8 m de longitud por cada módulo (conjunto de elementos movidos por un solo accionamiento). El tubo absorbedor tiene un diámetro de 43 mm resultando una relación de concentración igual a 61. El fluido de trabajo es aceite mineral ESSO 500, con una temperatura superior de operación de 307 °C. La planta ocupa un total de 82960 m<sup>2</sup> de terreno llano y dispone de un sistema de almacenamiento térmico, también con aceite mineral como medio de almacenamiento, de una capacidad de 140 MWh térmicos (3 horas de funcionamiento a potencia nominal).

Un generador de vapor aceite-agua produce vapor saturado a 36,3 bar, que posteriormente se sobrecalienta en una caldera de gas natural hasta los 416 °C de entrada a la turbina. Como en el resto de las plantas, la utilización de gas natural se limita al 25% en términos de energía anual.

La segunda planta, SEGS II, entró en operación en diciembre de 1985. Sus características son muy similares a su predecesora, pero su potencia nominal es de 30 MW, la temperatura del aceite a la salida del campo es ligeramente superior (317 °C) y no dispone de sistema de almacenamiento, sino que en su lugar se emplea una segunda caldera, con capacidad para hacer funcionar la turbina a potencia nominal, para optimizar el funcionamiento durante las horas punta de demanda. La planta tiene una superficie de espejos (área de captación) de 190000 m<sup>2</sup> desplegados sobre 40 ha de terreno.

Las plantas SEGS III, IV y V, instaladas en Kramer Junction, próximo a Dagget, tienen también 30 MW de potencia cada una, e incorporan un nuevo concentrador, el LS 2, de mayor tamaño y más económico que el LS-1. Su apertura es de 5 m, con una longitud de módulo de 48,7 m y un área de captación de 235 m<sup>2</sup>. La relación de concentración también es ligeramente superior a la de su antecesor, alcanzando un valor de 71, y la temperatura del aceite (Monsanto / Therminol VP-1, el mismo empleado en todas las plantas posteriores) a la salida del campo solar alcanza ya los 349 °C, permitiendo prescindir del sobrecalentador de gas natural. Estas modificaciones permitieron aumentar un 6% la energía eléctrica generada por estas plantas con respecto a la SEGS II.

Las plantas SEGS VI y VII tienen también una potencia nominal de 30 MW y utilizan el concentrador LS-2, pero la temperatura del aceite a la salida del campo solar es ya de 390 °C, lo que permite generar el vapor a mayor presión y temperatura, e incorpora, entre otras mejoras en el diseño, un recalentador solar en paralelo a un recalentador a gas y múltiples extracciones en la turbina. Estas mejoras han permitido un aumento significativo del rendimiento del ciclo y de la planta en su conjunto.

Las siguientes plantas, SEGS VIII y IX forman parte de un proyecto inacabado de parque solar de 6 plantas en un nuevo emplazamiento, Harper Lake, también en el desierto de Mojave y próximo a las anteriores. El diseño de estas plantas supone un avance sustancial sobre las plantas anteriores, ya que se aumenta la potencia nominal de las mismas hasta los

### 3. Las empresas y los proyectos

80 MW, con el consiguiente aumento del campo solar, y se emplea un nuevo concentrador, el LS 3, de 5,76 m de apertura, 95,2 m de longitud de módulo y un tubo absorbedor de 70 mm de diámetro, con una relación de concentración de 82. De este canal parabólico derivan casi todos los posteriores. La última planta entró en funcionamiento en septiembre de 1990, poco antes de que la compañía Luz declarase la quiebra y la propiedad de las plantas pasara a la compañía KJC (Kramer Junction Company).

En la tabla 3.1. se presentan una serie de indicadores y datos de todas las plantas que nos parecen sugerentes e ilustrativos y que dan una idea de referencia para lo que está ocurriendo ahora mismo y, sobre todo, para lo que viene. Aunque no se debe olvidar que las condiciones de radiación directa influyen poderosamente en esos parámetros.



**Ilustración 3.1. Planta SEGS.**

Planta SEGS	1er año de operación	Potencia neta (MW <sub>e</sub> )	Temp. de salida colectores solares °C	Area del campo de colectores m <sup>2</sup>	Eficiencia Turbina (Solar) (%)	Eficiencia Turbina (fosil) (%)	Producción anual (MWh)
Planta I	1985	13,8	307	82960	31,5	-	30100
Planta II	1986	30	316	190338	29,4	37,3	80500
Planta III & IV	1987	30	349	230500	30,6	37,4	92780
Planta V	1988	30	349	250500	30,6	37,4	91280
Planta VI	1989	30	390	188000	37,5	39,5	90850
Planta VII	1989	30	390	194280	37,5	39,5	92646
Planta VIII	1990	80	390	464340	37,6	39,5	252750
Planta IX	1991	80	390	483960	37,6	39,5	256125

**Tabla 3.1. Algunos indicadores de las plantas SEGS I a IX.**

*Fuente: FPL Energy.*

Uno de los aspectos más interesantes de estas plantas es su hibridación con gas natural. En efecto, fueron concebidas y realizadas con la participación de un 25% de gas natural de acuerdo con la legislación del estado de California. Esta hibridación permite ajustar la generación de electricidad a la curva de demanda, resultando en un doble beneficio: para el sistema al disponer de más generación eléctrica en horas pico y para la empresa propietaria de la planta al percibir una retribución más alta por la electricidad generada en estas horas.

Sobre estos dos aspectos, se nos ocurre un comentario a cuyo argumento principal volveremos después. Ese 25% de hibridación con gas natural, tan “redondo” (como el 12% y el 15% en España) parece puesto por el correspondiente funcionario del ministerio responsable, sin relación alguna con algún criterio técnico objetivo que, por otra parte, no me parece fácil de obtener. Dentro de poco, que se dispondrá de información veraz suficiente, se podrá revisar ese porcentaje y relacionarlo con criterios objetivos de optimización del sistema y/o de distribución de la radiación solar disponible.

De cara a una comparación con las prestaciones que puedan dar las plantas que se están haciendo ahora en España hay que tener presente que el nivel de la radiación directa en el desierto de Mojave –y en el suroeste de los Estados Unidos en general- es muy superior al que podemos encontrar en España, incluso en Andalucía- con valores medios diarios entre 7,6 y 8,2 kWh/m<sup>2</sup>, cuando en Sevilla el valor correspondiente es del orden de 5,5 kWh/m<sup>2</sup>. Con esos valores de radiación se consiguen cantidades de electricidad generada al año por encima de 600 GWh en las 7 plantas de Kramer Junction y Harper Lake (310 MW), lo que supone aproximadamente 2000 kWh por cada kW instalado.

Otras cuestiones de interés en la operación de estas plantas pioneras son las siguientes:

- Muy alta disponibilidad. Superior al 95 % desde que están funcionando.
- Disminución continuada de los costes de operación y mantenimiento.
- Ocupación media del terreno del orden de 2,86 ha/MW

Lo más importante fue la experiencia que se adquirió en esa primera etapa en los tres aspectos más significativos de cara a un desarrollo masivo de estas tecnologías energéticas:

- Concepto y diseño.
- Fabricación de elementos.
- Construcción de las plantas.
- Operación y mantenimiento.

## 2.2. Nevada Solar One

La empresa española Acciona es propietaria de una planta de canales parabólicos de 64 MW en Boulder City, en el estado norteamericano de Nevada; de ahí su nombre oficial, “Nevada Solar One” (NSO). Esta planta se encuentra en una zona de alto nivel de radiación directa ( $2700 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$ )<sup>2</sup> y su construcción fue iniciada en el año 2005 por la empresa Solargenix, entre cuyos fundadores se encuentran algunos de los pioneros de las plantas SEGS, a la cual se unió Acciona en los primeros momentos. Por cierto, el lugar se encuentra en una latitud ( $36^\circ \text{N}$ ) parecida a las del sur de España.

Esta planta no tiene sistema de almacenamiento térmico, aunque los colectores de aceite, gracias a su inercia térmica, proporcionan una cierta capacidad de almacenamiento térmico –alrededor de media hora-. Asimismo cuenta con una pequeña caldera auxiliar de combustible fósil (gas natural) que en el primer año de funcionamiento ha proporcionado un 2% de la electricidad generada. Como particularidad, cabe señalar que emplea un concentrador de 5 m de apertura, derivado del LS-2 de las plantas SEGS III – VI, con una estructura de aluminio diseñada para facilitar su montaje e instalación.



**Ilustración 3.2. Planta Nevada Solar One.**

*Fuente: Acciona.*

<sup>2</sup> Frente a los  $2000 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$  en Sevilla.

Los datos principales son los siguientes:

- Potencia nominal, 64 MW
- Área de captación, 357200 m<sup>2</sup>
- Área total de terreno ocupada, 162 ha
- Volumen del fluido de trabajo (Therminol VP-1), 1.514 m<sup>3</sup>
- Longitud de tubos absorbedores, 72,96 km
- Temperaturas de entrada-salida del campo de captadores, 350-395°C
- Generación anual estimada, 134 GWh
- Electricidad generada por m<sup>2</sup> de captadores, 375 kWh/(m<sup>2</sup>.año)
- Electricidad generada por m<sup>2</sup> de terreno ocupado, 82 kWh/(m<sup>2</sup>.año)
- Generación por unidad de potencia instalada, 2094 kWh/kW

Esta planta ha sido el primer proyecto de envergadura en Estados Unidos después de más de 15 años, aunque previamente la empresa Solargenix había desarrollado una planta de 1 MW, también de canal parabólico, con un ciclo orgánico de Rankine (ORC) como sistema de conversión de potencia.

### **2.3. Las Centrales Eléctricas Termosolares PS 10 y PS 20 de Abengoa Solar**

Las centrales PS 10 y PS 20 comparten tecnología -se trata de centrales de campo de heliostatos y receptor central de vapor saturado- y emplazamiento, diferenciándose básicamente en el tamaño de la planta, ya que la PS 20 es aproximadamente de doble potencia que la PS 10, de ahí que las abordemos conjuntamente en este apartado.

Las plantas PS 10 y PS 20 se encuentran en el término municipal de Sanlúcar la Mayor (Sevilla) a 37,4° de latitud norte y 6,23° de longitud oeste. En la ilustración 3.3 se muestran las plantas PS 10 y PS 20; la primera en pleno funcionamiento y la segunda con el “punto de espera” (donde se concentran los rayos procedentes del campo de heliostatos fuera del receptor) visible a pesar de que la imagen está tomada desde encima de la planta. También se pueden observar otras instalaciones operativas y experimentales en el mismo lugar, bautizado por ello, con toda razón, como Plataforma Solúcar.

La PS 10, que entró oficialmente en funcionamiento el 30 de marzo de 2007, tiene el honor de ser la primera central comercial de receptor central, lo cual ha llevado consigo grandes dificultades adicionales para la empresa promotora y constructora. También, y sobre todo, queremos dejar cumplida constancia del merecido éxito que está teniendo,

plasmado en una amplia difusión en todos los medios de comunicación del mundo, sobre todo en televisión, como consecuencia de la espectacularidad de las imágenes a las que da lugar.

Se trata -la PS 10- de una central de generación de electricidad, con una turbina de vapor con su correspondiente alternador, de 11 MW. La parte solar de esta central consta de un campo de helióstatos con 624 unidades de 120 m<sup>2</sup>, lo cual significa casi 75000m<sup>2</sup> de espejos que redirigen y concentran la radiación solar directa recibida hacia un receptor que produce 52 MW de potencia térmica en las condiciones nominales. Este campo ocupa 55 ha de terreno ligeramente ondulado al que se adaptan los helióstatos. El receptor, formado por 4 paneles de tubos absorbedores en los que se produce la evaporación parcial del agua de alimentación, se encuentra en la parte alta de una torre de 125 m; exactamente su centro geométrico está a 100,5 m.

Esta planta funciona con vapor de agua como fluido de trabajo en el receptor y en el ciclo de potencia e incorpora un sistema de almacenamiento –también con agua a presión- equivalente a 50 minutos de funcionamiento a mitad de la carga. El ciclo de vapor todavía es de baja eficiencia, con 40 bar de presión y 250°C, que son condiciones mejorables en el futuro inmediato.

La generación de electricidad prevista es de 23,13 GWh al año, que es la electricidad equivalente al consumo medio de 5500 hogares españoles y contribuye a la mitigación del cambio climático con 10250 toneladas de CO<sub>2</sub> que se dejan de emitir a la atmósfera. Para hallar este valor hemos empleado el dato oficial de 443 g/kWh del sistema energético



**Ilustración 3.3. PS 10 y PS 20.**

*Fuente: Abengoa Solar.*



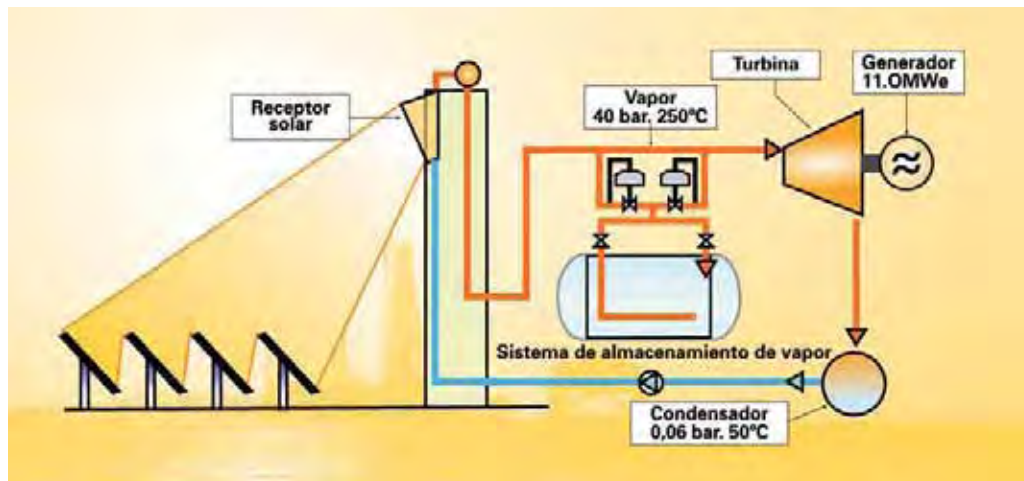
español correspondiente al año 2007, en el que se han contabilizado todas las formas de generar electricidad y no solo las correspondientes a los combustibles fósiles; es decir, es el valor medio de todo el sistema calculado dividiendo todas las emisiones por el total de la electricidad generada en todas las centrales eléctricas.

Resumiendo, esta planta necesita 6818 m<sup>2</sup> de espejos para generar 1 MW de electricidad (6,8 m<sup>2</sup>/kW) que ocupan 54,5 m<sup>2</sup> de suelo por kW (aproximadamente 5.5 ha/MW, es decir, prácticamente el doble que las plantas SEGS anteriormente descritas). También es de destacar que cada metro cuadrado (o cada hectárea) evita la emisión de 170 toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes cada año<sup>3</sup>.

La PS 10 lleva ya cerca de dos años de funcionamiento continuado y tenemos la suerte de disponer de algunos datos básicos de su funcionamiento, cuya cesión para este libro agradecemos a la empresa propietaria, Abengoa Solar.

El primer kWh lo generó el 28 de febrero de 2007, día en que se alcanzaron los 7 MW de potencia.

Empezó a operar de manera regular el día del solsticio de verano del año 2007 (21-06-07) por lo que, en el solsticio de invierno de 2008 (21-12-08), llevaba operando año y medio justo. La planta ha estado operativa más de 6000 horas en ese tiempo por lo que su disponibilidad ha sido superior al 96%. Eso quiere decir que el 96 % del tiempo que podía haber generado electricidad lo ha hecho con absoluta normalidad.



Esquema 3.1. Planta PS 10 (sirve también para la PS 20).

Fuente: Abengoa Solar.

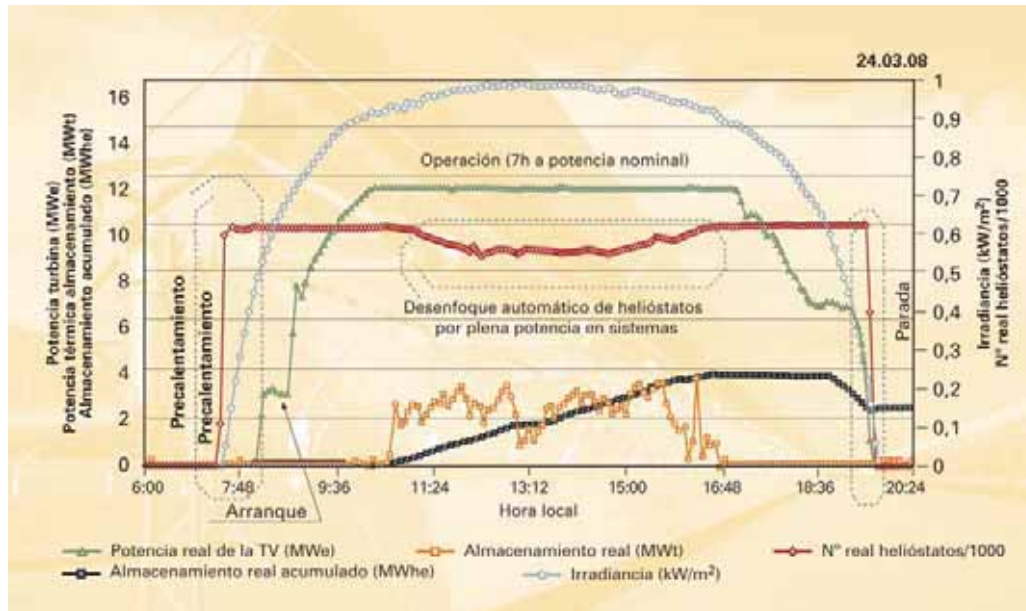
<sup>3</sup> Equivalente aproximadamente al CO<sub>2</sub> absorbido por 14 ha de bosque.



Lleva generados más de 30 GWh en ese periodo. 10 GWh en los seis meses de operación del 2007 y 21 GWh en 2008. Podríamos decir, con total certeza y de forma totalmente popular, que la PS 10 ha funcionado “como un reloj” en el tiempo que lleva en servicio.

En la gráfica 3.1 se presentan las curvas y los datos de funcionamiento de la PS 10 un día (el 24 de marzo de 2008) especialmente claro. Comentamos a continuación algunos aspectos destacables:

- La planta inició su arranque “solar” a los 30 minutos de salir el sol con una potencia de 3 MW, manteniéndose en esa potencia 20 minutos para alcanzar en algo más de una hora la máxima potencia de 11,5 MW, mandando al almacenamiento energía sobrante (la turbina no puede dar más de 11,5 MW) y teniendo que desenfocar automáticamente un número determinado de helióstatos para evitar sobrepasar la máxima potencia térmica que el ciclo de potencia y el sistema de almacenamiento pueden aprovechar conjuntamente.

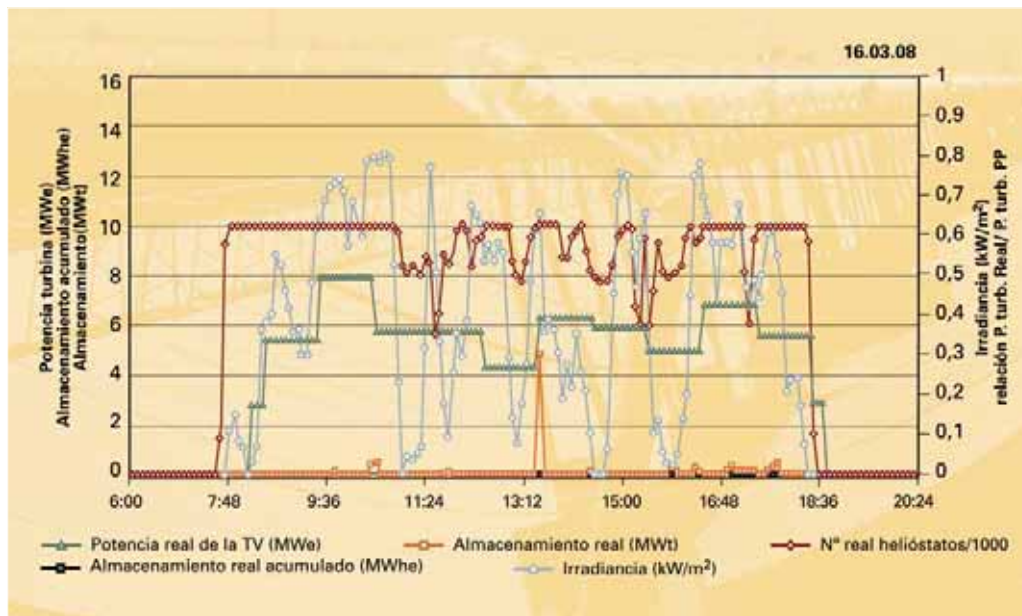


Gráfica 3.1. Curvas y los datos de funcionamiento de la PS 10 un día despejado (el 24 de Marzo de 2008).

Fuente: Abengoa Solar.

- Es interesante observar que ese día la componente directa de la radiación solar alcanzó los 1000 W/m<sup>2</sup>, circunstancia poco frecuente –aunque no excepcional- en la zona.

Otro día interesante fue el 16 de marzo de 2008 (gráfica 3.2.), día con muchas nubes en el que la planta operó en condiciones muy difíciles. Se observa cómo se ajusta la generación eléctrica a las condiciones atmosféricas, operándose durante todo el día a distintos niveles de carga parcial. Otro aspecto reseñable es el desenfoco de heliostatos en períodos de alta variabilidad atmosférica, para evitar posibles daños al receptor causados por variaciones de temperatura excesivamente rápidos.



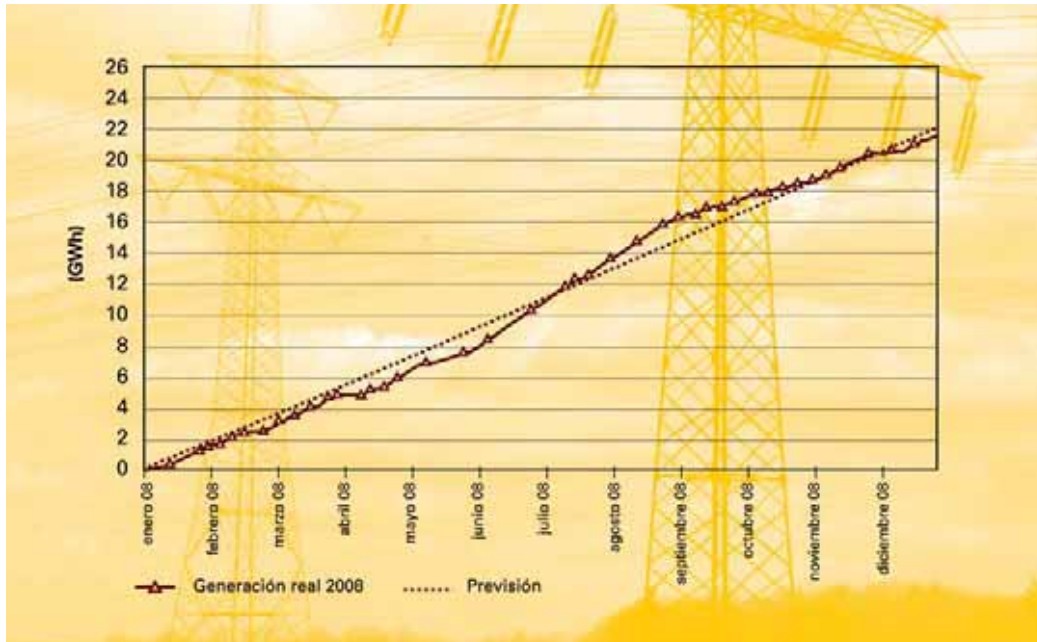
**Gráfica 3.2. Curvas y los datos de funcionamiento de la PS 10 un día con algunas nubes (el 16 de Marzo de 2008).**

*Fuente: Abengoa Solar.*

Finalmente, en la gráfica 3.3 se comparan la electricidad bruta generada durante el año 2008 con las previsiones. Se puede observar que en unas épocas del año la generación real ha estado por debajo de lo previsto y otras por encima. En el momento actual se puede decir que la realidad está “clavando” las previsiones<sup>4</sup> y que los 23 GWh/año son una realidad.

<sup>4</sup> Por supuesto que, en realidad, es al revés; es la previsión la que ha acertado respecto a lo que realmente ha ocurrido.

La planta PS 20, que dobla en potencia a la PS 10 compartiendo tecnología y conceptos, se encuentra en estos momentos en fase de pruebas, ya probada su conexión a la red por lo que cuando se publique este libro estará funcionando de manera normal inyectando electricidad a la red eléctrica general próxima a Sevilla.



Gráfica 3.3. Generación bruta de la planta PS 10 el año 2008.

Fuente: Abengoa Solar.

## 2.4. Andasol I de ACS-Cobra

La planta Andasol entró en funcionamiento a finales de 2008. Toda la información que sigue nos ha sido facilitada por la empresa que ha construido la central, ACS Industrial, a cuyos dirigentes y trabajadores agradecemos la deferencia. Evidentemente los valores que aquí se presentan corresponden a previsiones de funcionamiento por lo que no estamos seguros de que la planta realmente vaya a comportarse exactamente así, aunque es de esperar que sí.

Se trata de la primera planta de canal parabólico que está funcionando en Europa a nivel comercial. Responde al esquema ya bien probado en las plantas SEGS de California con una diferencia importante por cuanto incorpora un sistema de almacenamiento en sales fundidas verdaderamente espectacular. La planta se ubica en los llanos del Marquesado

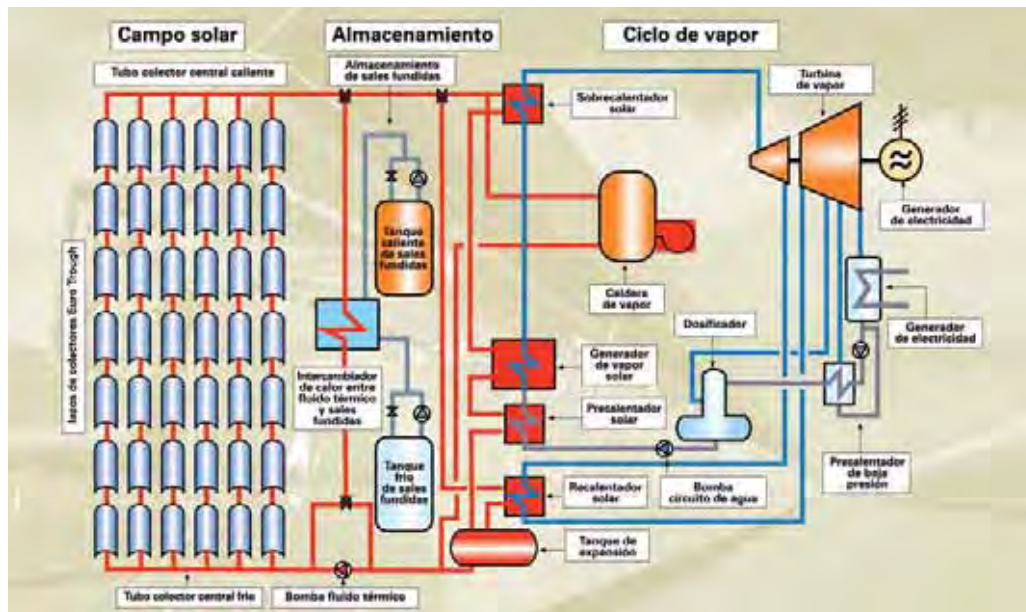


**Ilustración 3.4. Central Solar Termoelectrica Andasol I.**

*Fuente: Andasol, ACS-Cobra.*

del Zenete, en los términos municipales de Aldeire y La Calahorra, en la provincia de Granada, justo al norte de la Cordillera de Sierra Nevada a 1000 m de altitud. Se trata de un lugar de alto nivel de radiación solar directa.

La potencia nominal de la planta es de 50 MW, mientras que el sistema de almacenamiento en sales fundidas permite operar la planta durante 7,5 horas a plena carga, lo que supone más de 1 GWh térmico de capacidad.



**Esquema 3.2. Planta Andasol I.**

*Fuente: Andasol, ACS-Cobra.*

De acuerdo con la descripción del funcionamiento de este tipo de instalaciones hecha en el capítulo 1 el aceite caliente transfiere su entalpía al fluido de trabajo (agua) del ciclo de vapor convencional en los diferentes intercambiadores de calor (generador de vapor, precalentador, sobrecalentador y recalentador) cuando la planta funciona en “forma solar” o bien a un intercambiador aceite-sales fundidas cuando hay más generación de energía térmica de origen solar que el necesario para alimentar el ciclo de vapor y la entalpía transferida se almacena en forma de energía interna en los tanques de almacenamiento de los que la planta está dotada. De esta manera, la central Andasol I puede funcionar cuando no hay aporte solar a base de emplear esta energía interna almacenada a través de los correspondientes intercambiadores de calor, de sales fundidas-aceite. El aceite calentado en estos intercambiadores alimenta a los equipos –sobrecalentador, generador de vapor, etc.- que proporcionan el vapor a la turbina.

Adicionalmente, esta central dispone de una caldera de gas natural que complementa los aportes térmicos en cantidades nunca superiores a la energía primaria correspondiente al 15% de la energía eléctrica que genera la central. Es una energía auxiliar de gran interés –junto a la gran capacidad de almacenamiento- porque, de esa manera, y como se ha explicado antes, la electricidad generada se puede adaptar muy bien al consumo en la red general a la que la central esté conectada. Este alto nivel de programabilidad es una de las grandes virtudes de estas centrales frente a la aleatoriedad de la eólica, o a la incapacidad de interrupción del aporte eléctrico de origen nuclear.

La parte convencional está formada –como en todas las centrales termoeléctricas de ciclo de vapor-, por los elementos que configuran un ciclo cerrado con agua como fluido de trabajo que se expande, se condensa, se bombea y se evapora en los dispositivos “ad hoc” (turbina, condensador, bombas, intercambiadores de calor) y resto de equipos que permiten generar electricidad, objetivo fundamental de la central.

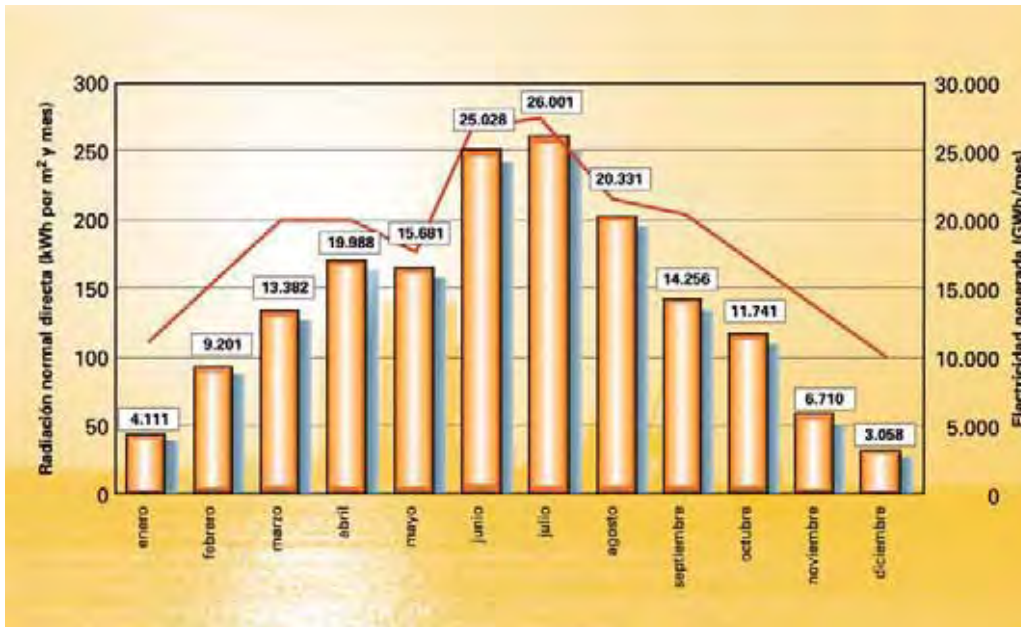
En definitiva, Andasol I es una planta de vapor de agua alimentada energéticamente por radiación solar directa y por gas natural, con un alto nivel de almacenamiento que promete ser el mejor banco de pruebas para los desarrollos que se pueden observar en un horizonte temporal inmediato. De hecho, de este tipo, aunque con algunas variantes, son la mayoría de las centrales solares termoeléctricas en construcción en España a las que luego nos vamos a referir.

El campo solar está formado por un conjunto de 156 lazos de canales parabólicos Eurotrough. Cada lazo está compuesto por 4 módulos de 150 m de longitud y 5,76 m de apertura conectados en serie. Los lazos se conectan en paralelo a los colectores de aceite frío (292 °C, entrada al lazo) y aceite caliente (392 °C, salida del lazo). El campo ocupa un total de 195 ha, con un área de captación de 510000 m<sup>2</sup> de espejos. El área de captación es prácticamente el doble de la necesaria para producir la energía térmica demandada por la turbina en condiciones nominales, ya que el campo solar está sobredimensionado para poder cargar el sistema de almacenamiento.



El sistema de almacenamiento incluye dos tanques de sales (mezcla de nitratos sódico y potásico) fundidas por encima de su punto eutéctico<sup>5</sup> (221 °C). En el tanque “caliente” las sales están a 384 °C y en el tanque “frío” a 291 °C. Estos tanques son cilíndricos con 38 m de diámetro y 14 m de altura. Su capacidad de almacenamiento es de 1010 MWh térmicos equivalentes a 7,5 horas de generación a plena carga.

En condiciones de diseño esta planta generará 263 MW<sub>t</sub> (megavatios térmicos), de los cuales la mitad (131 MW<sub>t</sub>) irán al ciclo de potencia de vapor de agua a través de un intercambiador de calor aceite-agua y la otra mitad (también 131 MW<sub>t</sub>) a otro intercambiador de calor –aceite-sales fundidas- para cargar el sistema de almacenamiento antes citado. En su descarga, el sistema de almacenamiento es capaz de generar 45 MW<sub>e</sub> sin aporte solar directo, ya que las condiciones del vapor generado a partir del sistema de almacenamiento son inferiores a las del vapor generado directamente a partir del campo solar. Adicionalmente, el sistema de almacenamiento tiene unas pérdidas energéticas que se cifran en un 2,7% en 24 horas, pero también pueden aportar 1350 horas al año de generación adicional.



**Gráfica 3.4. Irradiación solar directa mensual esperada y generación de electricidad en GWh/mes.**

*Fuente: Andasol, ACS-Cobra.*

<sup>5</sup> Una mezcla eutéctica es aquella que funde a la mínima temperatura. En este caso, con 40% de nitrato potásico y 60% de nitrato sódico el punto de fusión de esa mezcla eutéctica es 221°C.

Gracias a este sistema de almacenamiento, la planta se podría operar en dos situaciones de interés para el sistema eléctrico:

- Cuando hay sol directo, centrado a mediodía y coincidiendo con una de las puntas de consumo.
- Cuando, sin haber sol, hay la otra punta de consumo, centrada a las 20 horas. El sistema de almacenamiento térmico permitiría desplazar la generación de la planta para cubrir la demanda en este período.

Según las previsiones, la central Andasol I generará un total de 176 GWh brutos anuales, lo que supone aproximadamente 3500 horas equivalentes de producción a potencia nominal. En la gráfica 3.4 se representan la generación mensual y la irradiación solar directa previstas.

## 2.5. Disco parabólico con motor Stirling del GTER<sup>6</sup>

La tecnología de disco parabólico se encuentra aún en fase de desarrollo precomercial, pero varias unidades se encuentran operando de forma más o menos continua desde hace algunos años. Una de estas unidades es el disco parabólico con motor Stirling de 10 kW de potencia nominal, instalado en la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla y que está en funcionamiento, inyectando la electricidad generada a la red eléctrica, desde marzo de 2004. La instalación no está acogida al Régimen Especial ya que las dificultades administrativas no compensan el beneficio económico que se puede obtener y, por otra parte, porque no es el objetivo de esta instalación destinada a la adquisición de experiencia e incluso a la docencia y a la difusión de esta tecnología.

Este sistema, desarrollado por la empresa alemana SBP, está integrado en un proyecto, llamado EnviroDish, por el que se han instalado cuatro unidades en otros tantos países europeos (Francia, Alemania, Italia y España) con el fin de recabar datos fiables sobre el funcionamiento de estos sistemas y los costes reales de instalación y de operación y mantenimiento.

<sup>6</sup> GTER, Grupo de Termodinámica y Energías Renovables.



Los elementos básicos que lo integran son:

- Un concentrador, con forma de paraboloides de revolución, formado por 8 segmentos de fibra de vidrio recubierta por un enlosado de espejos de vidrio delgado, que cubren totalmente la superficie del concentrador. La apertura tiene un diámetro de 8,5 m, lo que proporciona un área de captación de 56,7 m<sup>2</sup>, aunque el área efectiva, debido al efecto de las sombras de la estructura y elementos sustentados, es algo más pequeña.
- La unidad de conversión de potencia, que alberga el receptor, el motor Stirling, el alternador y el sistema de refrigeración. El receptor, alojado en el fondo de una cavidad cerámica, se conecta directamente a las cabezas de los cilindros del motor. Está formado por dos bancos de tubos muy finos –menos de 3 mm de diámetro interior- sobre los que incide la radiación solar concentrada. El fluido de trabajo –hidrógeno en este caso- circula por los tubos refrigerando sus paredes y aumentando su temperatura hasta aproximadamente 650 °C antes de pasar al motor Stirling V-161 de 10 kW fabricado por la empresa alemana SOLO. Sus características se detallan en la tabla 3.2 La operación del motor se gobierna por medio de un sistema electrónico de control automático, que básicamente controla la presión del gas de trabajo en función de la radiación solar, de forma que la temperatura del receptor se mantenga constante. El motor mueve un alternador asíncrono que genera corriente alterna trifásica a 400 V. El conjunto va refrigerado por un radiador con posibilidad de ventilación forzada, similar al de un automóvil.

Tipo:	Dos cilindros en V a 90°
Cilindrada:	160 cm <sup>3</sup>
Peso:	430 kg
Gas de trabajo:	Hidrógeno
Presión de trabajo:	20-150 bar
Potencia eléctrica bruta máxima:	9,8 kW
Potencia neta:	9,2 kW
Velocidad nominal:	1500 rpm
Conexión eléctrica:	400 V, 50 Hz, 3 fases

**Tabla 3.2. Características del motor SOLO V-161.**

*Fuente: SOLO.*

### 3. Las empresas y los proyectos

- La estructura soporte, construida a base de rótulas y barras, que sustenta al concentrador y al receptor y permite la correcta orientación del concentrador. El conjunto se asienta y se desplaza sobre un anillo de cimentación hexagonal fabricado en hormigón armado, con una alta exigencia en cuanto a la calidad de la superficie de rodadura (tolerancia igual a  $\pm 3$  mm en altura sobre superficie horizontal).
- El sistema de seguimiento que permite al conjunto mantener la orientación e inclinación correctas en todo instante por medio de un mecanismo de movimiento en dos ejes consistente en un arco para el movimiento en elevación y una base giratoria para el movimiento en acimut, accionados por sendos servomotores y mecanismos de cadena. El sistema de control, que incluye entre otros elementos los variadores de velocidad de los motores, se encuentra en un armario contiguo al anillo de cimentación en su lado norte.

La combinación de un sistema de alta concentración, como este disco parabólico que alcanza una relación de concentración media igual a 2500, con un motor Stirling hace que este tipo de sistemas presente hoy por hoy los valores más altos de rendimiento de radiación solar en energía eléctrica. El motor Stirling sigue un ciclo termodinámico del mismo nombre de alto rendimiento con aporte de calor externo, lo que permite su operación con cualquier tipo de combustible o fuente energética, siendo, por sus características, especialmente adecuado para la conversión termoeléctrica de la energía solar. El motor Stirling tiene en su interior una cantidad constante o variable de gas – helio o hidrógeno; incluso aire- que se calienta y enfría alternativamente, atravesando en



**Ilustración 3.5. Disco parabólico con motor Stirling del GTER en la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla.**

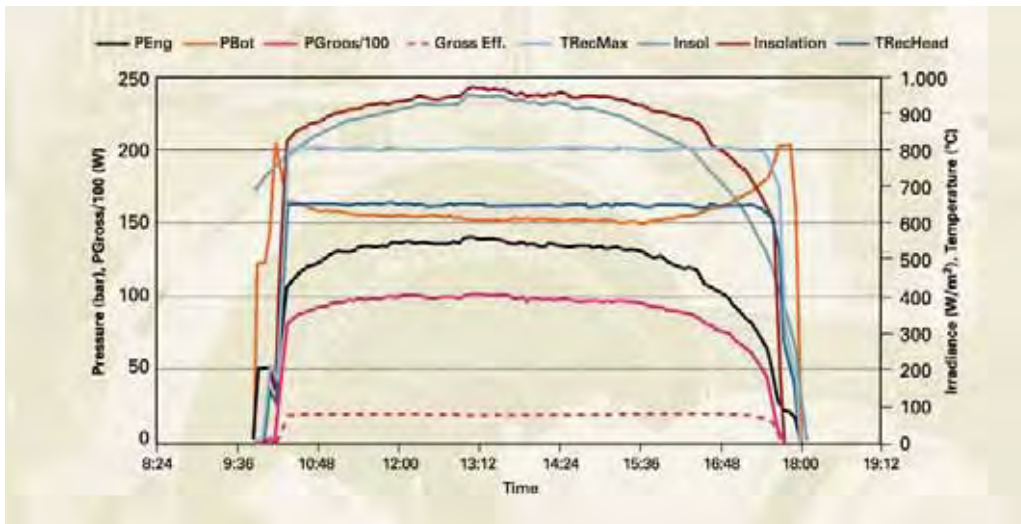
*Fuente: Elaboración propia.*

su desplazamiento un elemento conocido como regenerador, que permite recuperar en el proceso de calentamiento parte del calor cedido en el enfriamiento, consiguiendo así un alto rendimiento. Las consiguientes expansiones y compresiones del gas proporcionan movimiento a sendos pistones conectados a un cigüeñal, produciendo trabajo.

El sistema Disco/Stirling de la E.S.I. comenzó a operar el día 9 de marzo de 2004 y durante los dos primeros años de operación rutinaria –dentro de las limitaciones impuestas por el hecho de estar instalado en un recinto universitario- acumuló más de 1900 horas de operación produciendo 10 MWh de electricidad, con un rendimiento medio de conversión de energía solar captada en electricidad próximo al 15%. Con estos datos, se estima que un sistema como este, funcionando comercialmente en el mismo emplazamiento (aproximadamente 2000 kWh/m<sup>2</sup> de irradiación directa normal) produciría 16.5 MWh cada año.

En la gráfica 3.5 se presentan las curvas de funcionamientos correspondientes a un día con cielo totalmente despejado. Se aprecia la rapidez de respuesta del sistema, capaz de seguir de forma muy rápida las variaciones en la radiación solar.

Como resumen, puede decirse que la tecnología de disco parabólico, por su carácter intrínsecamente modular y alto rendimiento, presenta un gran potencial de despliegue. Para materializar este potencial será necesario aumentar la fiabilidad y robustez de estos sistemas y reducir considerablemente los costes actuales, propios de sistemas que aún no han llegado a superar el estadio de prototipos.



**Gráfica 3.5. Curvas y datos de operación del día 27/5/2004.**

*Fuente: Elaboración propia.*

## 2.6. Planta de concentradores lineales de Fresnel Kimberlina

A finales de 2008, la compañía australo-americana AUSRA puso en marcha una planta piloto de 5 MW de potencia nominal con tecnología de concentradores lineales de Fresnel (CLFR) en California.

El campo solar de esta planta está formado por largas filas de espejos ligeramente curvados –la curvatura se consigue durante el montaje- que reflejan la radiación solar sobre un receptor lineal, generando vapor saturado a 70 bar (285 °C) con título próximo al 80%. Esta tecnología basa su atractivo en su simplicidad, adecuación a la fabricación en serie y facilidad de montaje, lo que permite conseguir costes muy bajos -en comparación con los sistemas de canal parabólico- que compensan el limitado rendimiento que es posible obtener, al tratarse de una tecnología de baja razón de concentración (25 a 30). Esta primera planta es, según los planes de la empresa AUSRA, un nuevo paso –tras una planta experimental desarrollada previamente en Australia- hacia el desarrollo de proyectos mucho más ambiciosos, que incluyen una planta de 177 MW de potencia según acuerdo (PPA) firmado entre esta empresa y la eléctrica californiana PGE.



Ilustración 3.6. Planta Kimberlina.

*Fuente: AUSRA.*

## 3. El futuro inmediato

### 3.1. España

Un buen número de plantas han iniciado ya las tareas de construcción o están a punto de hacerlo, la mayor parte de ellas en España. La mayoría son centrales de canal parabólico con almacenamiento térmico, que emplean concentradores derivados del LS-3, como el Eurotrough en sus diferentes versiones o el Senertrough, desarrollado por la española Sener. Algunos promotores han preferido prescindir del almacenamiento, como es el caso de Iberdrola. Finalmente, algunos proyectos se apartan claramente de estas líneas. Entre estos hay que destacar el proyecto Gema Solar, promovido por Sener, y las 3 centrales híbridas de ciclo combinado con aporte de energía solar que se están construyendo en Marruecos, Argelia y Egipto, con participación destacada de empresas españolas (en este caso, Abengoa e Iberdrola). Sin ánimo de ser exhaustivos, dada la rápida dinámica del sector, presentamos a continuación una relación de estos proyectos que ya han iniciado la fase de obras o están a punto de hacerlo en estos momentos, citándonos en este primer apartado a los que se desarrollan en España:

- Puertollano de Iberdrola, central de canal parabólico de 50 MW de potencia, sin almacenamiento.
- Extresol 1 y 2, en el término municipal de Torre de Miguel Sexmero (Badajoz). 50 MW cada una y CP con almacenamiento.
- Solnova 1, 3 y 4, de 50 MW cada una y tecnología de canal parabólico, en la finca Casaquemada, como PS 10 y PS 20, en el término municipal de Sanlúcar la Mayor (Sevilla).
- La primera de las plantas que Valoriza y Solel están construyendo en Lebrija. También de canal parabólico y de 50 MW.
- Palma del Río I. Como las anteriores de 50 MW y canal cilindro-parabólico.
- Manchosal I en el término municipal de Alcazar de San Juan. 50MW y CP con almacenamiento.
- Alvarado. Término municipal de Alvarado (Badajoz); 50 MW, CP.
- Andasol 2, en el mismo lugar y con las mismas características que Andasol I. Igual que las de Andasol y Extresol, también de CP.

- La Dehesa (La Garrovilla, Badajoz).
- Gema Solar (anterior Solar Tres Power Tower), en Fuentes de Andalucía (Sevilla), 17 MW con almacenamiento térmico en sales y tecnología de receptor central.
- La Florida. También el término municipal de Alvarado (Badajoz).
- Arenales, en el término municipal de Arahál (Sevilla).

Hay que hacer notar que, a finales de 2008, Red Eléctrica tenía registradas un número de solicitudes que totalizaban más de 6000 MW de potencia instalada, es decir, ¡más de 300 proyectos!. No creemos que se vayan a desarrollar todos; y menos a corto plazo.

#### 3.1.1. Planta Solar de Puertollano

En Marzo de 2007 Iberdrola Renovables empezó a construir la Planta Solar Puertollano, en el municipio del mismo nombre y está prevista su conexión a la red general en el mes de Abril de este año 2009, es decir, en las fechas de presentación de este libro.

Se trata de una planta de canal parabólico con las siguientes características básicas:

- Potencia nominal, 50 MW eléctricos.
- Ocupación de terreno, 200 ha
- Campo de canales parabólicos de 120000 espejos con una superficie total de captación de 290000 m<sup>2</sup>. El elemento captador básico es el módulo Eurotrough ya descrito en el capítulo 1.
- Llevará 13000 tubos absorbedores de los fabricante Solel y SCHOTT Solar con un total de 52,8 km.
- La energía eléctrica que producirá la planta, según las estimaciones, es de 114 GWh al año en un tiempo de operación anual de 2062 horas.

De acuerdo con la legislación española esta planta consumirá un 15% de combustible fósil (gas natural) lo cual significa 59 GWh/año. Si alguien se entretiene y divide 59 por 114 se sorprenderá porque resulta 51,75 % muy superior al 15 % citado. La razón es obvia pero no desaprovechamos la oportunidad de insistir en las ideas energéticas conceptuales básicas. Los 114 GWh son energía eléctrica (toda exergía) y los 59 GWh de combustible tienen –en este caso- una equivalencia energética del orden de 17 GWh que divididos por los 114 son el 15 % al que la legislación obliga. Dicho de otra manera –más literalmente de acuerdo con el RD 661/07- los 59 GWh generarían en esa planta los citados 17 GWh que son los que cuentan a los efectos del 15% obligado.

Otro dato de interés es que esta planta solar utilizará 570000 m<sup>3</sup> de agua al año de las que el ciclo de potencia hará uso en la refrigeración del condensador de 500000 y el resto, 70000 se emplearán para la limpieza de los espejos.



**Ilustración 3.7. Puertollano.**

*Fuente: Iberdrola Renovables.*

### **3.1.2. Central de concentradores lineales de Fresnel en Calasparra (Murcia) de Novatec Solar España**

En esta localidad murciana la empresa Novatec Solar España está terminando de construir una planta de generación de electricidad a partir de la radiación solar directa de tecnología de reflectores lineales de Fresnel de 32 MW de potencia total.





**Ilustración 3.8. Imagen virtual de la planta Gema Solar.**

*Fuente: SENER.*

### **3.1.3. Gema Solar, de SENER.**

Vamos a hacer una pequeña descripción de este proyecto que resulta llamativo por su singularidad dentro de este panorama, ya que se trata de una planta de receptor central con un gran sistema de almacenamiento que emplea sales fundidas como fluido caloportador y como medio de almacenamiento.

Se trata de una central muy interesante desde el punto de vista tecnológico por dos razones generales:

- Es una planta heredera de conceptos planteados hace bastante tiempo que se concretaron en la que fue llamada SOLAR TRES.
- Incorpora conceptos tecnológicamente avanzados –aunque conocidos y ensayados en buena parte- en una planta de receptor central por lo que el nivel de riesgo es bastante alto pero, por eso mismo, digna de ser destacada.

La empresa promotora, SENER, que está desarrollando esta sugerente planta es una de las pioneras de las solar termoelectrica pues ya en los primeros años de la puesta en marcha de la PSA –allá por 1980- hizo realidad uno de los dos primeros heliostatos que se montaron en España; en concreto, en el proyecto CESA 1.

Ya está en construcción en el término municipal de Fuentes de Andalucía (Sevilla) y consiste en una planta de 17 MW de potencia eléctrica de receptor central y campo de heliostatos con sales fundidas como fluido de trabajo y de almacenamiento. A continuación relacionamos sus detalles más sobresalientes:

- Campo de heliostatos: de tipo central con 2500 heliostatos de 115 m<sup>2</sup> cada uno con un total de 287500 m<sup>2</sup> de superficie especular que ocupan 142 ha de terreno.
- El receptor-absorbedor es de concepción similar al de la planta Solar Two, es de tipo circular con un diámetro de 8-10 m y una altura de 9-11 m. Se encontrará en una torre de 130 metros de altura y producirá una potencia térmica de 120 MW<sub>t</sub>. El fluido de trabajo son sales fundidas (nitratos en punto eutéctico) con temperaturas de operación entre 290 y 565°C.
- El sistema de almacenamiento está dimensionado para 15 horas de funcionamiento de la turbina a potencia nominal.
- La potencia nominal de la turbina es de 17 MW<sub>e</sub>.
- La planta incorpora también una caldera de gas natural de 16 MW<sub>t</sub>.

La energía eléctrica que se pretende generar es de 110000 MWh al año lo cual supone que se evitarán 48,73 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes.

Se supone que la componente directa de la radiación solar en el lugar donde se está construyendo la planta es de 2172 kW<sub>h</sub>/m<sup>2</sup>, dato que puede parecer algo optimista<sup>7</sup>.

El promotor plantea que la central funcionará 6500 horas al año (74%) y aunque no voy a transcribir aquí las previsiones de operación de la empresa promotora, diseñadora y constructora si vale la pena hacer algunos comentarios generales:

Este promotor se ha planteado unos avances tecnológicos<sup>8</sup>, de mucho interés para el sector, ya que busca mejorar el rendimiento termodinámico de la planta. Entre ellos destacan:

- El empleo de sales fundidas como fluido de trabajo que, al mismo tiempo, es el material que se emplea para almacenamiento térmico, por ahora en forma de calor sensible, lo cual implica un volumen relativamente alto de los depósitos correspondientes, pero evita un intercambiador mejorando el rendimiento global.
- En esta planta la potencia entálpica conseguida en el receptor-absorbedor -120 MW<sub>t</sub>- se lleva directamente a los almacenes de sales y es de estos de donde se extrae parte de esa potencia para alimentar el ciclo de potencia –a razón de 43 MW<sub>t</sub> en el correspondiente intercambiador de calor sales-vapor de agua- para generar los 17 MW<sub>e</sub> que puede transformar la turbina. Con este procedimiento la turbina puede

<sup>7</sup> Los datos de radiación directa medidos en la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla desde el año 1984 nos permiten este comentario.

<sup>8</sup> Como han hecho en el pasado los promotores de otras tecnologías (hidráulica, nuclear, de carbón o de gas natural).

funcionar todo el tiempo que el operador estime conveniente mientras los tanques de almacenamiento tengan energía térmica suficiente.

## 3.2. Estados Unidos de América

La dinámica del sector en Estados Unidos es muy distinta de la que se da en España, ya que allí los estados tienen autonomía para definir sus políticas energéticas y, en particular, los mecanismos de promoción de las energías renovables, destacando entre estos el conocido como Renewable Portfolio Standard (RPS), política que obliga a los comercializadores de electricidad a obtener, en una fecha dada, un cierto porcentaje de su potencia a partir de energías renovables, lo que da lugar a acuerdos entre compañías eléctricas y promotores conocidos como PPA (acuerdo de compra de electricidad). Es muy difícil, por no decir imposible, saber cuántos de los proyectos de plantas solares termoeléctricas llegarán a ser realidad. Por eso solo presentamos las que han sido incluidas por alguna fuente de información, más o menos creíble. Estamos convencidos de que muchas de ellas no se harán realidad así como que se harán otras muchas de las que, por el momento, no se tiene noticia. Las declaraciones del recién nombrado Presidente Obama en favor de las renovables modificarán al alza cualquier previsión anterior<sup>9</sup>. De nuevo, sin ánimo de exhaustividad, podemos relacionar los siguientes proyectos:

- Ivanpah Solar, California, 500 MW + 400 MW, sistema de receptor central.
- Mojave Solar Park, California, 553 MW, de canal parabólico.
- Pisgah, California, 500 MW, parque de discos parabólicos.
- Planta de concentradores lineales de Fresnel (CLFR) de 300 MW, en Florida.
- Imperial Valley, California, 300 MW, parque de discos parabólicos.
- Solana solar power plant, Arizona, 280 MW, canal parabólico.
- Beacon Solar Energy Project, California, 250 MW, canal parabólico.
- Antelope Valley, California, 245 MW, sistema de receptor central.
- Carrizo Solar Farm, California, 177 MW, CLFR.
- Coalinga, California, 107 MW, canal parabólico, hibridación con biomasa.
- Barstow, California, 59 MW canal parabólico con almacenamiento térmico y caldera auxiliar.
- Keahole Solar Power, Hawaii, 1 MW, Micro CSP de canal parabólico.

<sup>9</sup> Esperamos que las elogiosas referencias a España no se vean frustrados por algunas indecisiones administrativas.

### 3.3. Otros proyectos

Además de los proyectos en desarrollo o anunciados en España y Estados Unidos, el renacido interés por las tecnologías termosolares está propiciando la aparición de nuevos proyectos o la revitalización de otros que languidecían en diversas partes del mundo. Entre ellos podemos destacar las tres plantas en construcción en países del norte de África, todos con una importante participación de empresas españolas:

1. Ain Beni Mathar, en Marruecos; es una planta híbrida de ciclo combinado de 470 MW de los que 20 MW provienen de un campo de canales parabólicos con aceite térmico como fluido de trabajo.
2. Hassi R'mel, en Argelia, también híbrida de ciclo combinado con gas natural y aporte de 25 MW térmicos de vapor de origen solar procedentes de un campo canal parabólico.
3. Planta Kuraymat, en Egipto, igualmente híbrida con gas natural y ciclo combinado con aporte solar de 40 MW térmico de un campo canal parabólico similar a los anteriores.

En otras partes del mundo se plantean otros proyectos, entre ellos:

- Negev Desert, Israel, 250 MW de tecnología por concretar.
- Upington, Sud-África, 100 MW, sistema de receptor central.
- Shams, Abu Dhabi Madinat Zayad, 100 MW, de canal parabólico.
- Yazd Plant, Irán, 67 MW térmicos de vapor que alimentará a una planta híbrida de gas natural, tecnología por concretar.
- Cloncurry solar power station, Australia, sistema de receptor central de 10 MW con almacenamiento térmico.

Es de destacar el activo papel de algunas empresas españolas en muchos de estos proyectos, señal evidente de que han sabido aprovechar la oportunidad que se ha presentado gracias al rápido desarrollo del mercado en España.

Si nos creemos todo lo propuesto es evidente que el crecimiento de la solar termoelectrica será espectacular en los próximos años. Y aunque no se haga todo en los plazos previstos, es evidente que ha empezado la nueva era de la generación de electricidad a partir de la radiación solar.

## 4. Resumen del capítulo

Ha quedado claro que hay mucha actividad en la construcción de centrales solares termoelectricas pero es evidente que, si se quiere hacer un cambio en profundidad del sistema eléctrico actual, de cara a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, todavía tienen que evolucionar mucho las tecnologías actualmente disponibles. A efectos de ir estableciendo referencias en cuanto a los parámetros fundamentales de las plantas incorporamos una tabla 3.3. que puede servir para clarificar el panorama y permitirá poner las cosas en su sitio en algunos de los elementos claves para el futuro:

- El terreno realmente necesario para satisfacer las necesidades energéticas de una sociedad determinada;

Planta	Tipo de planta	Área total ocupada (ha)	Potencia nominal	Área total de apertura (espejos) (m <sup>2</sup> )	Generación total (MWh/año)	Generación solar (MWh/año)	Generación por m <sup>2</sup> de apertura (kWh/(m <sup>2</sup> .año))	Generación por ha de terreno ocupado kWh/(m <sup>2</sup> .año)
SEGS I	CP		13,8	82960	30100			
SEGS II	CP		30	190338	80500			
SEGS III	CP		30	230300	92780	71653	311	
SEGS IV	CP		30	230300	92780	71653	311	
SEGS V	CP		30	250560	91280	75229	300	
SEGS VI	CP		30	188000	90850	70019	372	
SEGS VII	CP		30	194280	92646	69186	356	
SEGS VIII	CP		80	464340	252750	135410	294	
SEGS IX	CP		80	483960	256125	139697	289	
Nevada Solar One	CP	162	64	357200	134000	134000	375	83
PS 10	RC	60	11	75000	23300	19915	266	33
PS 20	RC	115	20	151400	46000	39316	260	34
ANDASOL I	CP	195	50	510000	176000	156000	295	77
PUERTOLLANO	CP	200	50	287760	114000	97000	339	49

**Tabla 3.3. Algunos indicadores de las plantas en funcionamiento, o a punto de hacerlo (Puertollano).**

*Fuente: Elaboración propia a partir de datos de las empresas.*

- La superficie de espejos que son necesarios para generar una determinada cantidad de electricidad,
- Las emisiones y la energía primaria de otro tipo (carbón, gas natural o uranio) evitadas con las plantas solares y
- El agua de refrigeración realmente necesaria cuando es el caso; porque no es lo mismo con unas tecnologías que con otras. Algunas no necesitan agua de refrigeración.

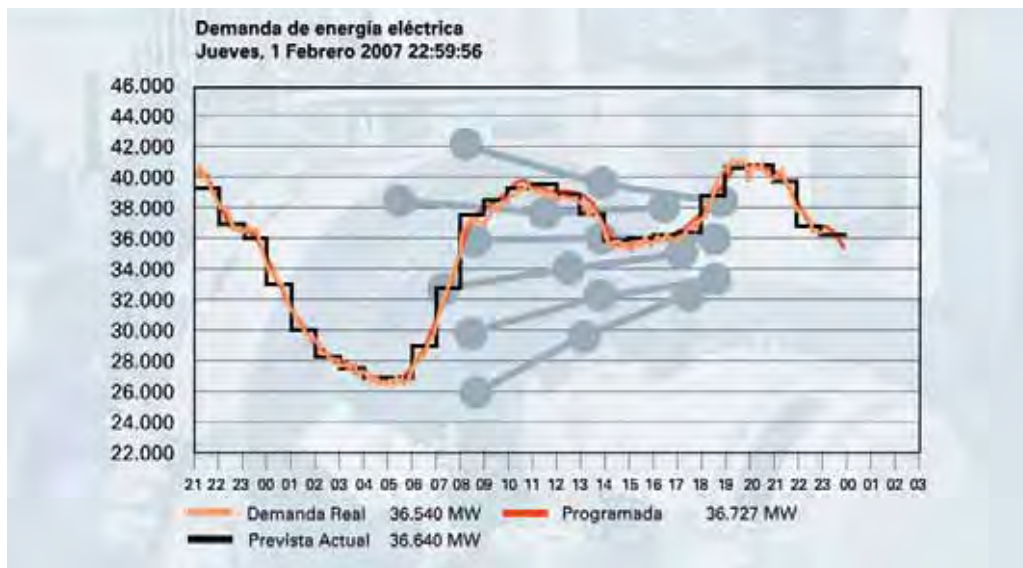
De los resultados indicados en la tabla podemos extraer algunas conclusiones sugerentes:

- Con 3000 km<sup>2</sup> (0,6%) del territorio de España se pueden generar los aproximadamente 300 TWh al año que consumimos los españoles. Aunque nadie pensará que la solar termoeléctrica será la única forma de generar electricidad en el futuro. Podría ser razonable un 40 ó un 50%.
- Los 133 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente que emiten las centrales eléctricas españolas actuales podrían evitarse con 150 GW de centrales solares termoeléctricas; es decir, con 3000 plantas como las que se están construyendo ahora mismo de 50 MW; si planteamos lo razonable del 40 ó 50% serían 1200 a 1500 plantas.
- Se podrían ahorrar aproximadamente 45 millones de toneladas equivalentes de petróleo de energía primaria que ahora mismo compramos en el exterior en un porcentaje muy elevado (más del 90%). Eso implica una mejora significativa de nuestras cuentas con otros países, además de otras muchas ventajas sociales (puestos de trabajo, industrialización en tecnologías punta, etc.).

En fin, que empezamos un buen camino con grandes expectativas de auténtico progreso sostenible.

## 4. La hibridación y el almacenamiento

Ya se ha hecho referencia con profusión al hecho incontrovertible de que la radiación solar tiene un cierto nivel de aleatoriedad -solo hay radiación solar de día- y un mayor nivel de fiabilidad para las aplicaciones aquí consideradas que se alimentan solo de la componente directa; aunque hay radiación solar todos los días, hay algunos en los que las nubes no permiten el paso de la radiación directa. Por otro lado, el consumo de electricidad tampoco se hace de manera continua sino que hay horas, días y épocas del año en los que se consume más y otros menos. En la página web de Red Eléctrica ([www.ree.es](http://www.ree.es)) se tiene en tiempo real la llamada “curva de demanda” (gráfica 4.1) para el conjunto del estado español. Se puede observar que hay momentos del día en los que el consumo es del orden de 20000 MW (horas valle) y otros en los que el consumo es muy superior, del orden de 40000 MW en las horas punta. De esas dos circunstancias, y en relación con el tema que nos ocupa, se desprende la conveniencia de que las plantas solares incorporen sistemas de almacenamiento energético y el grado de hibridación con una fuente energética almacenable que las haga más eficientes para el conjunto del sistema.



Gráfica 4.1. Curva de consumo de electricidad de un día cualquiera.

Fuente: Red Eléctrica de España. [www.ree.es](http://www.ree.es).



Algunos sectores de consumo de la electricidad no presentan la misma distribución temporal que el general reflejado en la gráfica 4.1 por lo que, en el caso particular de las plantas hay que tener en cuenta esa circunstancia.

## **1. La hibridación**

Como se desprende de lo dicho con anterioridad, una de las formas más eficientes de mejorar el comportamiento del sistema energético es ajustar el consumo a la generación y, al revés. Es bien conocido que uno de los inconvenientes de la electricidad y de la energía solar es la dificultad de almacenarlas, por lo que, si se quiere conseguir un sistema energético lo más eficiente posible y emplear la radiación solar como fuente energética y la electricidad como vector energético, es necesario, como mínimo, emplear una fuente energética almacenable como complemento de la solar. Puede pensarse –ya se ha hecho– en una fuente convencional como es el gas natural –el menos contaminante de los combustibles fósiles– pero también en una fuente renovable abundante como es la biomasa.

Por supuesto, en la búsqueda del máximo rendimiento de una instalación energética, no se puede obviar el uso del concepto de cogeneración. Por estas razones, se propone el desarrollo de centrales híbridas con el sol como fuente principal de energía primaria, la biomasa como fuente complementaria almacenable y el gas natural como ajuste adicional para cubrir los posibles fallos de suministro y mejorar el rendimiento del conjunto.

En el estado actual de las tecnologías se puede realizar, sin graves dificultades, una central energética con las siguientes características:

- Ciclo combinado con aporte de gas natural en la parte Brayton del ciclo y aporte térmico adicional con solar de alta temperatura –durante las horas de sol– y/o biomasa –por combustión directa o previa gasificación– en las horas en las que no haya radiación solar directa y sea conveniente el aporte para ajustar la oferta a la demanda
- Cogeneración a los niveles térmicos y cantidades adecuadas según la demanda.
- Potencia ajustada a los consumos térmicos.

Como paso previo a la decisión del tamaño y de la ubicación de una central energética de este tipo, conviene hacer un estudio detallado –en cantidad, calidad y distribución geográfica– de los consumos eléctricos y térmicos así como de las disponibilidades de radiación solar directa y de biomasa. Un estudio como el señalado ya se hizo cuando se realizó el estudio de viabilidad previo al proyecto Sol-gas en el año 1996. La planta de cogeneración diseñada en el proyecto Sol-gas no se hizo realidad, pero ha permitido aglutinar y concretar los conocimientos que se habían adquirido en proyectos anteriores, que han quedado plasmados en los documentos de aquel proyecto.

Para terminar este discurso básico, queremos dejar constancia, sin pretensiones de “sentar cátedra” pero apoyados en nuestra situación en este tema, después de cuarenta años dedicados a la investigación, la docencia y el impulso institucional y social a las energías renovables, que las tecnologías energéticas basadas en el aprovechamiento de la energía solar son las más sensatas para resolver el grave problema que la humanidad tiene por delante en los próximos años a fin de dejar a nuestros descendientes una posibilidad de futuro razonable. Junto a otras opciones complementarias, desde luego. En esa tarea es mejor no hacer demasiado caso ni de los optimistas que lo resuelven todo solo con enunciarlo ni de los pesimistas que, con su actitud, desmontan cualquier iniciativa, individual o colectiva. El futuro es de los seres humanos responsables y sensatos que trabajan todos los días para encontrar solución a los problemas reales, y el energético es uno de ellos.

## 2. El almacenamiento

El almacenamiento de energía es fundamental para el funcionamiento eficiente de un sistema energético. Aquí sólo nos vamos a referir a los aspectos directamente relacionados con el funcionamiento de las plantas solares termoeléctricas.

La radiación solar no se puede almacenar por lo que, al margen de la hibridación con una fuente energética almacenable (biomasa, gas natural), el concepto de almacenamiento al que nos referimos es al almacenamiento en forma de energía térmica o química; esta última todavía no disponible.

El sistema de almacenamiento térmico permite la operación estable de una Central Energética Termosolar en períodos de ausencia o alta variabilidad de radiación solar.

Dentro de su función global, enunciada en el párrafo anterior, un sistema de almacenamiento térmico puede diseñarse para alcanzar diferentes objetivos específicos, no necesariamente incompatibles entre sí:

- Dotar de estabilidad al funcionamiento de la planta durante períodos de fuerte variabilidad de la radiación solar (función de *buffer*). Este objetivo puede conseguirse con sistemas de almacenamiento de capacidad relativamente pequeña, que deben tener una respuesta rápida.
- Dotar de “programabilidad” a la planta, es decir, permitir el desplazamiento temporal y la regulación de la generación eléctrica de acuerdo a criterios de diferente naturaleza (tarifarios, energéticos...). Aunque la normativa española no haga una referencia explícita a este concepto, el carácter programable de una CETS es un factor diferencial positivo con respecto a otros sistemas de energías renovables (fundamentalmente eólica) que debería favorecer la obtención de algunas autorizaciones. La programabilidad de una CETS requiere almacenamientos de capacidad media – alta.
- Aumento del factor de capacidad de la CETS. El aumento del factor de capacidad tiene un efecto positivo sobre la vida de algunos equipos, al reducirse el número de arranques y paradas, y sobre la amortización del bloque de potencia. El aumento del factor de capacidad requiere, además de un almacenamiento de capacidad media – alta, el sobredimensionamiento del campo solar (múltiplo solar mayor que la unidad).

Desde el punto de vista de su utilización, los sistemas de almacenamiento térmico pueden clasificarse en:

- Almacenamiento a largo plazo, para compensar las variaciones estacionales. Conceptualmente están basados en el empleo de energía química como forma de almacenamiento, y están muy escasamente desarrollados.
- Almacenamiento a medio plazo, para compensar las variaciones en períodos temporales de uno a varios días. Pueden basarse en almacenamiento en forma de calor latente o sensible, típicamente tienen capacidades del orden de varias horas de funcionamiento de la planta a potencia nominal y presentan un nivel de desarrollo aceptable, aunque aún no han sido totalmente demostrados en un entorno comercial para CETSs con canales parabólicos.
- Almacenamiento a corto plazo, para compensar transitorios y períodos de nubosidad intermitente. Ejercen la función *buffer*, suelen ser de pequeña capacidad (hasta 2 horas) y pueden considerarse demostrados a escala real.

Por esa razón sólo consideraremos el almacenamiento térmico en forma de calor sensible o de calor latente. Como es bien sabido, se entiende por calor sensible a la variación de energía interna de un sistema como consecuencia de una variación de temperatura sin cambio de fase; el calor latente es también una variación de energía interna pero consecuencia de un cambio de fase.

Los factores clave en el almacenamiento son la cantidad de energía almacenable por unidad de volumen ( $\text{MJ}/\text{m}^3$  o  $\text{kWh}/\text{m}^3$ ), la transmitancia en el proceso, la toxicidad de la sustancia y el coste del sistema.

En general, el almacenamiento por calor sensible requiere mucho más volumen que por calor latente, con gran diferencia.

Desde el punto de vista del dimensionado y el diseño de un sistema de almacenamiento, deben tenerse en cuenta tanto los factores que afectan a la capacidad del almacenamiento como los que inciden sobre el coste del mismo. La capacidad de almacenamiento suele medirse en horas de funcionamiento de la planta a potencia nominal (no en términos de energía térmica almacenada, ya que de esta forma se estaría ignorando la dependencia de los niveles de temperatura en el almacenamiento).

Los principales factores técnicos a tener en cuenta son:

- Alta densidad energética de la sustancia o material de almacenamiento.
- Buena transferencia de calor entre el fluido de trabajo del campo solar.
- Estabilidad mecánica y química de la sustancia de almacenamiento.
- Compatibilidad química entre fluido de transferencia de calor, la sustancia de almacenamiento y el material de los intercambiadores, caso de existir.
- Reversibilidad en los ciclos de carga y descarga.
- Bajas pérdidas térmicas del sistema.
- Control.

Teniendo en cuenta lo expuesto en el apartado anterior, las opciones para el sistema de almacenamiento en CETs de canales parabólicos están muy limitadas por el hecho de que –hoy por hoy– no hay más opción que el empleo de siliconas o aceites térmicos como HTF.

En septiembre de 2000, el National Renewable Energy Laboratory (NREL) de los Estados Unidos publicó un estudio realizado por Pilkington Internacional en el que se analizaban las distintas opciones existentes para el sistema de almacenamiento en plantas de canales parabólicos. Las conclusiones del mismo pueden considerarse válidas, ya que en los últimos años no se han producido avances que hayan permitido a ninguna tecnología incorporarse al grupo de las suficientemente probadas.

En lo que sigue se resumirán las consideraciones y conclusiones de mayor interés del trabajo citado, actualizándolas con información más reciente cuando ésta pueda ser de interés a corto o medio plazo.

La experiencia sobre sistemas de almacenamiento térmico en CETSs se reduce al sistema de dos tanques de aceite mineral (Caloria HT), de las primeras de las plantas SEGS de California y a otras pocas instalaciones en plantas de demostración, de las cuales las más significativas –por capacidad y tecnología- son las dos de la central de torre de Barstow (también en California): el tanque de medio dual (aceite/rocas) de Solar One y el sistema de dos tanques de sales fundidas de Solar Two. Similar fue el sistema de dos tanques de sodio del proyecto IEA SSPS.

Como consecuencia, en las experiencias actuales, se trata de grandes volúmenes, 600 m<sup>3</sup> en el caso de la central PS 10 y 30.000 m<sup>3</sup> en el caso de Andasol I.

Como ya hemos indicado, la experiencia de Andasol I va a resultar especial al suponer un tiempo de almacenamiento de 7,5 horas equivalentes de funcionamiento del ciclo de potencia.

Un aspecto importante a considerar es que el fluido de almacenamiento sea el mismo –o no- que el fluido de trabajo en los elementos absorbedores. El ejemplo más llamativo en el pasado fue el ya referido del sodio líquido en el subproyecto CRS del proyecto SSPS, de la Agencia Internacional de la Energía en la Plataforma Solar de Almería, que fue objeto del accidente en el cambio de la bomba principal del sistema que originó un espectacular incendio.

En un futuro inmediato, los dispositivos de canal parabólico con agua en cambio de fase (generación directa de vapor) presenta una buena expectativa aunque tiene una posible dificultad toda vez que la presión de equilibrio es alta, con lo cual el depósito de almacenamiento puede llegar a ser bastante costoso.

En un futuro a medio plazo, pensamos que hay que recurrir al cambio de fase aunque podemos pensar en dificultades en la transmitancia, tanto en la carga como en la descarga.

El hecho de que el fluido de trabajo en las CETSS de canales parabólicos sea un aceite sintético o un aceite de silicona condiciona fuertemente la elección del medio de almacenamiento. Por otra parte, el empleo de aceites sintéticos o de silicona como medio de almacenamiento parece descartable debido a la peligrosidad del aceite sintético y al elevado coste, derivado tanto del material de almacenamiento como de los tanques a presión requeridos como consecuencia de la elevada presión de vapor de los aceites sintéticos.

Por tanto, las opciones se reducen prácticamente al empleo de sistemas de calor sensible en dos tanques, indirectos, empleando sales fundidas como medio de almacenamiento o a sistemas en medio dual. Entre estos últimos, los más desarrollados son los que emplean hormigón, pero aún no pueden considerarse suficientemente maduros para su uso en plantas comerciales.

El sistema de almacenamiento indirecto en dos tanques de sales fundidas se ha demostrado a escala real en la planta Solar Two, como ya se ha referido. Sin embargo, las condiciones de operación de una planta de canales parabólicos no son las mismas, ya que el salto de temperatura en estas últimas es inferior, y también lo es la temperatura del tanque caliente. Algunos estudios muestran que desde el punto de vista de la ingeniería hay que tener en cuenta estas diferencias a la hora de diseñar el sistema de almacenamiento y los intercambiadores. Por otra parte, el menor nivel de temperatura requerido puede hacer viable el empleo de mezclas eutécticas de nitratos de sodio y potasio, de menor coste que las propuestas para utilización a mayores temperaturas, como las denominadas HITEC o HITEC XL. A más largo plazo, el almacenamiento químico puede ser atractivo por lo que conviene dedicarle esfuerzos de I+D.

Como resumen, la experiencia sobre sistemas de almacenamiento para plantas solares es, aunque limitada, suficiente para afirmar que existen tecnologías viables desde el punto de vista técnico.

### 3. Las perspectivas de futuro

Como se ha indicado antes de forma repetida, la radiación solar en una Central Energética Termosolar (CETS) puede complementarse con el aporte energético de un combustible (fósil o renovable), dando lugar a las centrales conocidas como híbridas. También, por razones de operación y ajuste al consumo, es sumamente importante incorporar a las CETS un cierto nivel de acumulación energética, hoy por hoy, en forma de almacenamiento térmico.

El grado de hibridación y de almacenamiento puede ser muy variable: desde plantas que sólo recurren al combustible para eliminar o reducir al mínimo imprescindible el almacenamiento térmico y cuya función principal es absorber los transitorios producidos por variaciones más o menos bruscas de la radiación solar y garantizar la producción de acuerdo con la estrategia de operación establecida, hasta ciclos

combinados convencionales, pasando por centrales térmicas de cualquier tipo, apoyadas por energía solar, en los que el aporte de esta última fuente energética puede estar en cualquier porcentaje dependiendo de las circunstancias.

Se trata, sobre todo, de conseguir que las plantas energéticas alimentadas principalmente con la componente directa de la radiación solar avancen en:

- a. Programabilidad y
- b. Autonomía

Los ejemplos concretos en función comercial en España y en el mundo son los que podemos analizar, aunque con la limitación de que no son muchos y no cubren todas las opciones que serían posibles.

Por lo que se refiere a hibridación, las plantas SEGS con un funcionamiento de más de 20 años con hasta un 25% de gas natural como complemento son el ejemplo más importante y significativo.

La inclusión por parte del gobierno español de un complemento de gas natural de hasta un 15% ha permitido a la planta PS 10, con una experiencia de un año y medio de operación, sacar algunas conclusiones al respecto.

En ese mismo ámbito de la hibridación la inclusión en el RD 661/07 de la posible hibridación con biomasa de hasta un 50% permitirá, cuando se hagan plantas con este criterio, sacar conclusiones verdaderas y operativas. Por el momento hemos de conformarnos con hipótesis y cálculos al respecto.

En cuanto al almacenamiento, excepción hecha en la PSA y en otras centrales experimentales como Solar One y Two, no tenemos todavía datos que comentar. Sin embargo tendremos en muy poco tiempo la experiencia de la planta Andasol I con un almacenamiento en sales fundidas de gran capacidad y que tiene a todo el sector y la I+D expectante.



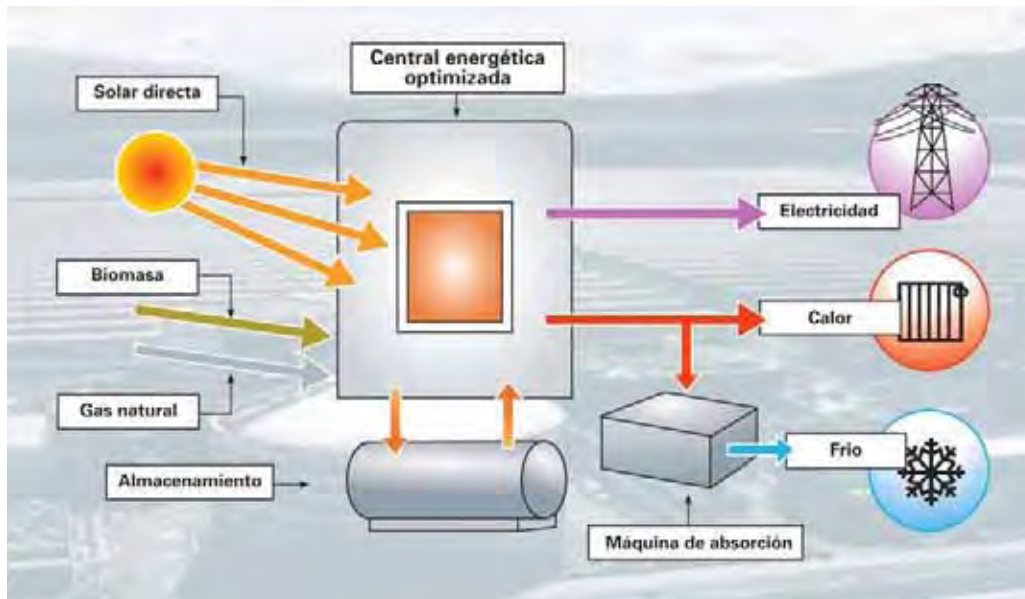
## 4. El concepto de planta “energéticamente óptima”

Para nuestra idea del sistema energético de futuro, que ha ido quedando esbozada en anteriores capítulos y que ahora mismo recordaremos brevemente, las tecnologías solares termoeléctricas pueden contribuir de manera muy eficiente a través del concepto que estamos llamando “central energéticamente optimizada” y al que vamos a dedicar una parte de este capítulo. Primero lo enunciaremos conceptualmente y luego desarrollaremos con algo más de detalle algunas aproximaciones.

Desde luego, se trata de una tecnología híbrida, con almacenamiento, de cogeneración, ajustada al consumo y funcionando a la máxima temperatura posible.

El aspecto conceptual queda reflejado en el esquema 4.1.

- **De cogeneración.** Esa es, para nosotros, la primera y principal condición que debe cumplir esa hipotética planta optimizada. Naturalmente, la planta debe dimensionarse en base a los consumos térmicos y en las proximidades espaciales de éstos. Y debe complementarse, en el caso de necesidades de frío, con la máquina de absorción adecuada.



Esquema 4.1. Dibujo representando una central energética optimizada.

*Fuente: Elaboración propia.*

Una vez dimensionada la parte térmica debe optarse por la solución técnica de mayor rendimiento global. Las opciones son muchas, normalmente relacionadas con la dimensión total de la planta. Se acepta, por casi todos los expertos, un cierto orden en base a ese tamaño, en general con motores alternativos en dimensiones pequeñas y turbinas (de gas o de vapor) en dimensiones mayores. Para las tecnologías solares térmicas, cuando se habla de motores, estamos refiriéndonos a los Stirling, de los cuales ya hay bastante experiencia. En cualquier caso, por lo que se refiere a la cogeneración, en este supuesto es bastante sencillo ya que la refrigeración del motor se puede hacer con cierta facilidad puesto que la temperatura del foco de alta temperatura es lo suficientemente alta (por ahora del orden de 800 °C) para que la refrigeración pueda hacerse al nivel térmico necesario para la aplicación a la que se destine. Técnicamente es asequible; casi la que más de las diferentes propuestas que estamos haciendo.

La otra alternativa, con turbinas, es un poco más compleja aunque , a este nivel inicial, vamos a referirnos a las dos opciones.

- **Hibridación.** A pesar de que siempre estamos pensando en biomasa, preferentemente en forma de gas y, a corto plazo, en gas natural (o propano o butano), que creemos es por donde se debe empezar, las opciones son múltiples y solo el tiempo concretará las más adecuadas. La gran ventaja que tiene el uso de un combustible gaseoso es la facilidad de complementar el componente solar cuando no hay radiación solar directa (momentos con nubes, días enteros nublados) y también apoyar las necesidades de calor (o frío) en momentos excepcionales del consumo. En definitiva, permite un buen ajuste de la oferta a la demanda, que es una de las características importantes para conseguir un buen rendimiento global.

En algunos casos –ciclos de vapor o parte de vapor de ciclos combinados, por ejemplo- también se puede plantear el uso de combustibles sólidos o líquidos en las calderas correspondientes para generación de vapor o sobrecalentamiento del ya disponible, en el ciclo Rankine correspondiente.

Refiriéndonos otra vez a los motores Stirling, por supuesto que hay motores accionados por la combustión de gas natural aunque no se ha resuelto todavía, de forma tecnológicamente segura y fiable, el funcionamiento híbrido entre solar de concentración y combustión; con todo, pensamos que no estamos muy lejos de ver algún prototipo bien resuelto.

- **Con almacenamiento.** En realidad esta condición está muy ligada a la anterior y, en algún caso, incluso coincide. Cuando se emplea un combustible ya se tiene un nivel de almacenamiento, aunque aquí nos referimos en especial a otro tipo de almacenamiento que casi siempre pensamos de tipo térmico, en forma de calor

sensible con un líquido, sales fundidas o un sólido a la temperatura adecuada. De hecho, y por ahora, las sales fundidas también se emplean en realidad como si fuera un líquido –lo es- y, por tanto, el almacenamiento térmico tiene lugar en forma de calor sensible. Desde el punto de vista de rendimiento del proceso es obvio que a la mayor temperatura posible.

En los dispositivos de pequeño tamaño no se vislumbran a corto plazo soluciones del tipo de las enunciadas -aunque sería deseable que existieran-, por lo que nos referimos a soluciones aplicables a instalaciones de mayor tamaño.

La más conservadora pero muy interesante y que está funcionando bien es en agua a presión, en la primera planta en funcionamiento en Europa; la PS 10. La mayor expectación, por razones diferentes a las que defendemos aquí, se refiere al resultado del almacenamiento en sales fundidas de Andasol I. Con ello no se consigue mejorar el rendimiento termodinámico de la planta pero sí las condiciones económicas y de programabilidad.

- **Ajustada al consumo.** Para nuestra opinión este es un condicionante crítico para la mejor adaptación en un sistema eléctrico del futuro. Sobre todo si pensamos que las curvas de consumo no tienen por qué ser la que estamos acostumbrados a considerar (gráfica 4.1) y va a depender mucho del sistema distribuido al que se aplique. Por tanto, la capacidad de control de la generación, tanto de electricidad como de calor y/o frío es una de las claves para obtener buenos rendimientos globales.

En el caso de plantas grandes (decenas de MW) este ajuste tendría otra connotación muy importante en el corto plazo: la posibilidad, ya cierta, de acoplarse en la generación de electricidad a la curva de consumo general o específica del sector del consumo al que se aplique.



**Ilustración 4.1. Tanques de almacenamiento de la PS 10 y de Andasol I.**

*Fuente: Abengoa Solar y ACS-Cobra.*

- **Funcionando a la máxima temperatura posible.** Esta condición es obvia desde el punto de vista termodinámico y es perfectamente asequible a la transformación termosolar. De hecho, ya se consiguen buenos niveles de temperatura ( $\approx 800\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) en los discos parabólicos con motor Stirling. No debemos despreciar la posibilidad de pequeñas turbinas de gas adaptadas a estos tamaños aunque no es fácil porque el aire que recibe la radiación solar concentrada debe estar a presión y, por ahora, no acaba de resolverse de manera satisfactoria a pesar de experiencias de investigación ya realizadas.

Por otro lado, en las plantas actualmente en construcción y en proyecto, tienen aquí un gran reto tecnológico, en nuestra opinión asequible a corto plazo.

## **5. Dos soluciones inmediatas**

Después de este repaso conceptual vamos a fijarnos en dos soluciones que hemos titulado de inmediatas. Porque pensamos que son asequibles a corto-medio plazo.

### **5.1. Disco parabólico con motor Stirling**

Los discos parabólicos son dispositivos de concentración que presentan muchas ventajas la principal de las cuales –según nuestro criterio- es su modularidad; como los módulos fotovoltaicos. Y que, como ellos, tampoco necesitan agua de refrigeración. No podemos olvidarnos nunca que donde más radiación solar hay y, por tanto, mayores opciones de aprovechamiento, hay poca agua –o ninguna- para emplearla en sistemas de refrigeración de plantas energéticas.

El motor Stirling es un motor alternativo, inventado hace mucho tiempo (1846), que tiene la gran ventaja de aprovechar calor externo para su funcionamiento con rendimientos muy elevados y que, en el planteamiento conceptual que hemos hecho antes, presenta la ventaja de poder funcionar con aportes híbridos, es decir, con calor procedente de la radiación solar y con cualquier combustión.

De todo ello extraemos la propuesta concreta que creemos más interesante a corto-medio plazo:

Se trata de discos parabólicos con un motor Stirling en su foco que también puede ser alimentado por un gas combustible, sea éste de origen fósil (gas natural, propano, butano) o biológico y con aprovechamiento del calor residual procedente de la refrigeración del motor. Por el momento hay tres prototipos a nivel mundial que pueden servir como referencia:

#### 4. La hibridación y el almacenamiento

- Uno de 25 kW que se fabrica en Estados Unidos.
- Otro de 10 kW, del que disponemos de un ejemplar desde el año 2004 y al que conocemos muy bien. Se fabrica en Europa y es el fruto de un proceso prolongado de investigación, en parte explicado antes.
- Finalmente, otro americano de 3 kW, de la empresa INFINIA que también pretende instalarse en España.

En nuestras latitudes, con niveles de radiación directa del orden de 2000 kWh/m<sup>2</sup>.año, la relación área de apertura/potencia es del orden de 6 m<sup>2</sup>/kW. De ahí que, para otros posibles modelos de tamaños adaptables a otros segmentos del consumo, desde el sector doméstico en el que con 1 kW ( $\approx$  6 m<sup>2</sup>) es suficiente hasta el hotelero, hospitalario o industrial en los que, con su modularidad, puede adaptarse a cualquier situación sin más que desarrollar los correspondientes dispositivos.

Hoy por hoy, no hay en el mercado los desarrollos concretos que estamos proponiendo –salvo los indicados– pero suponemos que, si se dan las circunstancias económicas adecuadas, aparecerán las iniciativas empresariales oportunas.



**Ilustración 4.2. Pequeña planta de discos Stirling.**

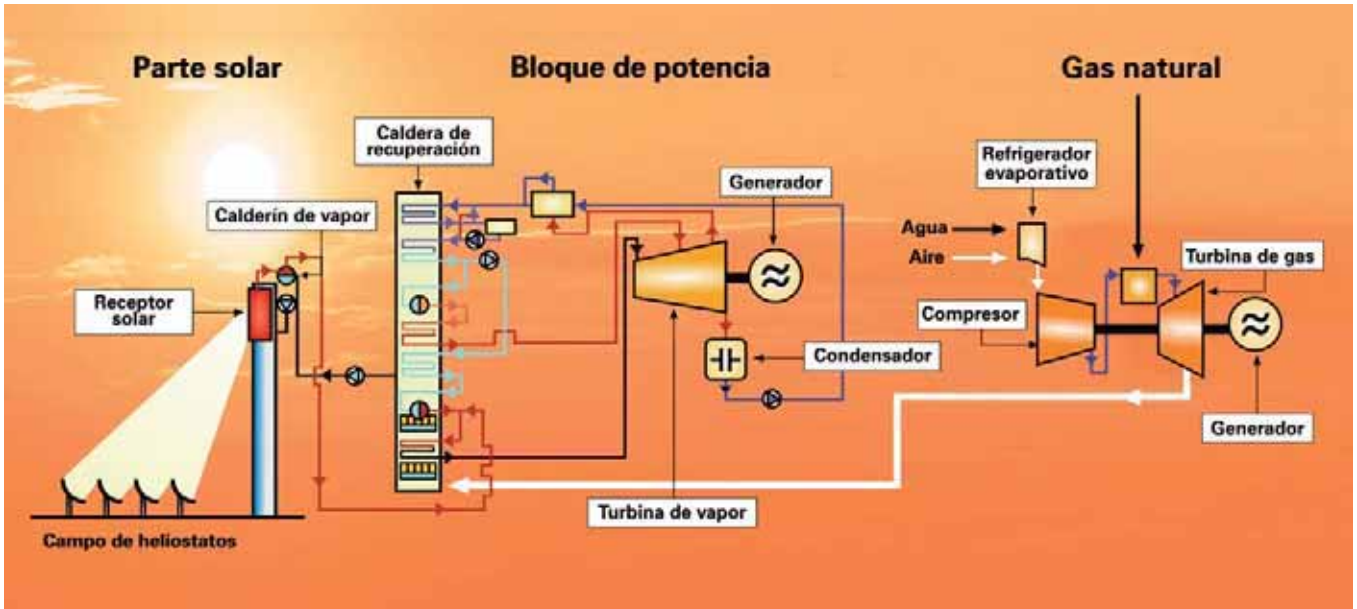
*Fuente: SES.*

## 5.2. SOL-GAS

La otra opción está algo más “a la vista”. Se trata de una propuesta que ya hicimos allá por el año 1990 y que seguimos proponiendo casi veinte años después. Se trata de lo que en aquel momento llamamos “central energética optimizada” y que rebautizamos como sol-gas.

Aquella idea, que compartimos con otros compañeros, puede presentar diversas variantes. La que nos parece más viable a corto plazo y que llegó a concretarse en un proyecto ya citado varias veces con el cual nos sentíamos muy entusiasmados consistía en lo siguiente:

Una planta de ciclo combinado con gas natural en la parte Brayton del ciclo combinado y aportación solar en la parte Rankine de la instalación. Por supuesto, el proyecto concreto que se realizó entonces –como proyecto, no como planta que no llegó a realizarse- y el que seguimos proponiendo incluía el correspondiente aprovechamiento de cogeneración. Aquel proyecto fue realizado por un grupo constituido al efecto en SODEAN y financiado por la Unión Europea. A continuación resumimos las características más importantes del proyecto:

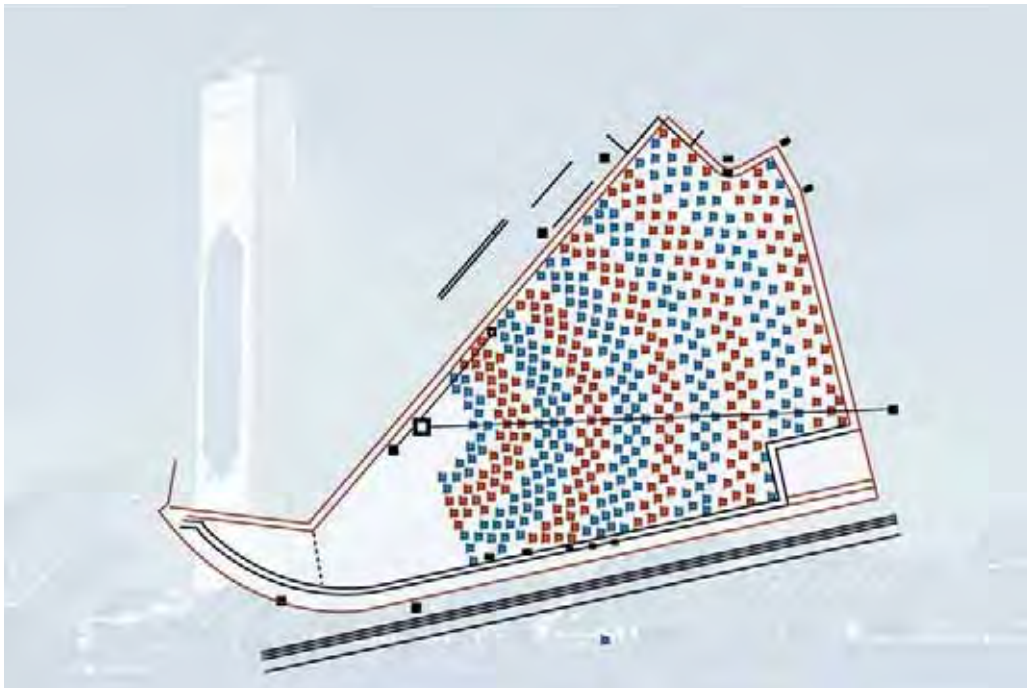


Esquema 4.2. Diagrama del proyecto SOL-GAS.



Planta de cogeneración de ciclo combinado gas natural + energía solar (sistema de receptor central)

- Turbina de gas de 24,6 MW; potencia total de la planta 33 MW
- Potencia térmica del campo solar 25 MW;
- Campo norte 530 heliostatos de 70 m<sup>2</sup>
- receptor de cavidad de 5,92 x 5,02 m de apertura
- entrada al receptor, agua a 106 bar, 252°C; salida vapor saturado a 106 bar (315°C)
- El proceso industria era la planta de ERTISA, con un consumo de 152500 t/año de vapor



**Esquema 4.3. Dibujo del campo de heliostatos del proyecto Colón Solar.**

*Fuente: Elaboración propia.*



Aquella iniciativa primigenia tiene diversas alternativas, alguna de las cuales se está realizando ya por parte de Abengoa y parece que será llevada a cabo próximamente, en Marruecos y en Argelia, aunque no tengan la componente de cogeneración ni la parte solar sea de receptor central. Se trata de dos centrales sumamente interesantes como primer paso para desarrollos futuros, que deberían ser algo más atrevidos en la parte solar.

Las posibles variantes son múltiples:

Desde que el aporte solar sea con cualquiera de las tres tecnologías adecuadas para esta solución; de canal cilindro parabólico, de receptor central o de reflectores de Fresnel; hasta que la hibridación sea con biomasa junto con gas natural o sola; o que el ciclo termodinámico sea solo de vapor o combinado.

Se puede incluir cogeneración o no aunque lo óptimo sería que la incluyera.

Con la misma idea de base se puede pensar en unidades en las que el aporte solar sea en la parte Brayton de un ciclo combinado, lo que comportaría ciertas dificultades tecnológicas aun no resueltas suficientemente a pesar de que se lleva algún tiempo trabajando en ellas.



**Ilustración 4.3. Estado de las obras de la planta de Argelia.**

*Fuente: Abengoa Solar.*



## 5. Conclusiones

El fuerte desarrollo que está experimentando el sector solar termoeléctrico en España ha venido favorecido por los sucesivos decretos de regulación del Régimen Especial y, en particular, el RD 436/2004 que vino a mejorar la situación creada por los decretos anteriores, que habían situado al sector termoeléctrico en una posición inicial pero marginal. Actualmente, el RD 661/2007 proporciona un marco jurídico propicio para el desarrollo armónico y continuado del sector, si bien falta aún la clarificación de algunos aspectos del mismo y sobre todo que se consolide un procedimiento fiable y estable.

Una serie de factores han propiciado el hecho de que España goce de una situación preeminente respecto al resto de países de nuestro entorno:

- *Recurso solar favorable.* El sur de España (y de otros países de la cuenca mediterránea) cuenta con los mayores niveles de irradiación solar directa del continente europeo, con valores anuales próximos a 2000 kWh/m<sup>2</sup>, lo que favorece la rentabilidad de los proyectos en las comunidades del sur de la Península Ibérica.
- *Disponibilidad de terrenos, recursos e infraestructuras adecuados.* Las centrales solares termoeléctricas de canales parabólicos (tecnología actualmente dominante) requieren grandes extensiones de terreno llano, disponibilidad de agua para la refrigeración del condensador del ciclo de potencia (como cualquier central termoeléctrica con refrigeración en ciclo abierto) y para el lavado de los espejos, además de infraestructuras para la conexión a red y redes de transporte adecuadas para atender las necesidades logísticas de las plantas durante su construcción y explotación. El sur de España cuenta con grandes extensiones que cumplen estas condiciones, si bien en algunos casos se trata de tierras de valor agrícola. Estas condiciones favorables también se dan en otras zonas del sur de Portugal, Italia, Grecia. Y en las islas del Mediterráneo.
- *Base tecnológica y empresarial.* La Plataforma Solar de Almería ha sido y es, desde su creación, un importante foco de conocimiento al aglutinar el trabajo de investigadores y empresas nacionales e internacionales en un centro de primer nivel mundial por derecho propio. La presencia de esta institución en Andalucía, y su relación con grupos universitarios y empresas andaluzas –cabe destacar en este punto los importantes papeles jugados por la empresa Abengoa y la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla-, ha permitido la creación de un tejido empresarial y tecnológico en torno al sector que, aunque incipiente, ha permitido aprovechar las condiciones favorables de la actual coyuntura y colocar a España en cabeza del desarrollo del sector solar termoeléctrico. Las nuevas empresas que se están sumando al fomento de estas tecnologías están aportando impulso renovado y, sobre todo, dimensión y entusiasmo al sector.

- *La publicación del RD 2818/98, y sobre todo del 436/04, fueron la señal de salida para algunos proyectos hasta entonces casi hibernados. Entre éstos cabe señalar los proyectos PS 10, Andasol y Solar Tres (hoy Gema Solar). El sector ha atraído a numerosas empresas y grupos de inversores, lo que se ha materializado en el desarrollo de proyectos por más de 4000 MW en toda España. No todos estos proyectos están en el mismo nivel de avance. Según datos de Red Eléctrica de España, actualmente hay solicitudes de acceso por un total de 4100 MW en España. Los proyectos que han completado la solicitud totalizan 1950 MW, y los que han obtenido respuesta favorable a la solicitud de acceso suman 412 MW. Probablemente, estos datos ya están superados por la realidad y aunque muchos de los proyectos planteados no lleguen a hacerse realidad, estamos convencidos de que la mayor parte si serán plantas en funcionamiento.*

Los datos del RIPRE<sup>1</sup> (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio) nos muestran que los proyectos realmente inscritos y, por tanto, cobrando el kWh generado y facturado solo son 11 MW (PS 10) a los que se sumarán muy en breve 70 MW (Andasol y PS 20) más.

Desde el punto de vista tecnológico, la inmensa mayoría de los proyectos emplean la tecnología de canal parabólico, con o sin almacenamiento en sales fundidas.

Esta hegemonía tecnológica de los sistemas de canal parabólico se debe a dos factores principales:

- Madurez tecnológica demostrada en las plantas SEGS de California, con 354 MW de potencia total instalados a lo largo de la segunda mitad de la década de 1980 y en operación desde entonces.
- Mayor facilidad para obtener financiación –un elevado número de proyectos se desarrollan en régimen de Project Finance- gracias, sobre todo, a la madurez tecnológica mencionada y al respaldo que, por esa razón, le dan las entidades financieras.

En el momento de desarrollo del proceso de implementación masiva de las tecnologías solares termoeléctricas hay varios aspectos que vale la pena comentar en clave de resumen:

- El primero y más importante de todos es la toma de conciencia correcta por parte de las administraciones. Aunque empiezan a surgir matices que ponen en riesgo algunos proyectos que conviene no despreciar y que hay que corregir, en positivo.

<sup>1</sup> *Registro de Instalaciones de Producción del Régimen Especial.*

- En segundo lugar, –según nuestra opinión- se encuentra el correcto ajuste entre las expectativas de las empresas, los precios y su evolución en el tiempo.
- Otras cuestiones de menor importancia práctica, aunque a muchos nos parezcan también significativas, son: disipar algunas informaciones tendenciosas y falsas del estilo de la “gran cantidad de agua necesaria”, el “enorme espacio de terreno que ocupan”, el “calentamiento localizado sobre el terreno” (es justo lo contrario); y un largo etc.

Como consecuencia la pregunta que muchos se pueden hacer es clara:

### **¿Cómo puede España mantener el liderazgo tecnológico y empresarial cuando “explote” esta oportunidad de negocio?**

Posicionándonos en el interés de las empresas y del conjunto de la sociedad española los datos nos dicen que estamos muy bien colocados para conseguir el liderazgo mundial en las tecnologías solares termoeléctricas. Vale la pena estudiar el proceso por el que hemos llegado a la situación actual y, sobre todo, cuestionar qué hay que hacer para mantenerla cuando las plantas solares termoeléctricas sean una de las principales opciones de generación de electricidad en el mundo.

### **¿Por qué y cómo hemos llegado a esta situación de privilegio?**

No podemos, debemos ni queremos obviar la primera referencia positiva –todas lo son- a la gran importancia de la legislación española que se inició con la Ley del Sector Eléctrico aprobada por el Congreso de los Diputados a finales del año 1997; sobre todo por la introducción del concepto de “Régimen Especial” y muy en particular, por el artículo 30 que es lo que permite que el Gobierno pueda volcar sus planteamientos de favor a una modificación del sistema energético en medidas verdaderamente efectivas como están siendo las primas al kWh generado con fuentes renovables y a través de la cogeneración. Hay que hacer justicia a los sucesivos gobiernos que han mantenido y regulado las primas aunque haya multitud de opiniones contradictorias ante situaciones concretas. Esto lo hemos referido varias veces pero creemos necesario volver a incluirlo en este resumen-conclusión.

Otro aspecto muy positivo ha sido, sin duda, la preparación y capacidad de muchas de nuestras empresas tecnológicas que han estado siempre a la expectativa de estos desarrollos. De entre las que hay que destacar a algunas que han estado involucradas desde el principio en la I+D, implicándose directamente en el diseño y la construcción de elementos y plantas completas. En el caso de España, la mayor parte de estas actividades han tenido lugar en la Plataforma Solar de Almería y no cabe duda de que esta implicación ha situado a esas empresas más concienciadas en los mejores puestos de salida de la carrera que ya está establecida. Esto no debe quitar el mérito a las que se han incorporado después e incluso recientemente que –nos consta- han puesto un entusiasmo

y asumido unos riesgos que son dignos de resaltar. Obviamente estamos pensando en algunas empresas en concreto y en personas determinadas pero para no correr el riesgo de olvidarnos de algunas, preferimos no hacer referencias particulares.

En último lugar y no por menos importante sino porque nos sentimos participantes y protagonistas en parte, aunque sea de forma modesta, se encuentra la investigación y la formación de técnicos puramente dichas con la componente experimental más destacada en lo realizado en las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería y en otros centros similares de todo el mundo.

Como conclusión global más significativa en este aspecto hay que recordar algo evidente: si no hubiera habido este proceso tan intenso de investigación no se podrían hacer las instalaciones que se están haciendo ahora mismo. También aquí hay que hacer una referencia positiva a que los países que han perseverado en los temas de investigación (Alemania, España, Estados Unidos, Australia, Israel) son los mejor situados en la actualidad. Una referencia concreta que queremos hacer notar específicamente en estos momentos es el caso de Francia que tuvo una actividad notable en la década de los ochenta, que se ha olvidado del tema durante estos últimos casi treinta años y que ahora parece querer volver al olor de los proyectos que se están planteando a nivel mundial. Bienvenidos sean.

En estos comentarios debemos insistir en la trascendencia fundamental de la formación, normalmente de la mano de la investigación. Somos testigos de excepción de la gran cantidad de técnicos y científicos que se han ido formando en estas tecnologías –en nuestro país y fuera de él– y de la calidad de sus capacidades científicas y técnicas. Eso hace que las empresas que actualmente construyen, operan y mantienen las centrales eléctricas termosolares se nutran de estos grandes profesionales que son protagonistas esenciales en estos desarrollos.

Evidentemente, para que España mantenga su posición de liderazgo lo más importante es resolver los problemas que antes hemos citado y facilitar la intervención de las empresas en el ámbito internacional como, de hecho, se está haciendo. Desde luego es imprescindible continuar con las labores de I+D+i ahora realimentadas y reorientadas con los resultados iniciales de las plantas comerciales.

Por lo que respecta a los aspectos económicos el tema nos parece algo más complejo –probablemente por nuestra falta de preparación específica– sobre todo porque la economía de cualquier sistema energético está condicionada no solo por el precio de las formas energéticas primarias y el coste de las instalaciones sino que también intervienen factores que podríamos llamar “no técnicos” como impuestos, tasas, subsidios e incluso rechazos o apoyos sociales de distinta naturaleza; y en todos ellos suele haber elementos espúreos y consecuencia de procesos de opinión no siempre bien justificados.

Por eso es muy difícil sacar conclusiones claras y definitivas.

Pensamos que sólo el tiempo irá aclarando la situación. Por ahora sólo podemos apuntar opiniones intuitivas más o menos fundamentadas en datos rigurosos. Por el momento y a pesar de que las empresas que disponen de datos ciertos y fiables han sido muy amables con nosotros y disponemos en parte de ellos, no vamos a hacer afirmaciones tajantes en este ámbito. Sin embargo, resultan claras algunas ideas, muchas de ellas evidentes de forma general:

- La célebre “curva de aprendizaje” se seguirá en la buena dirección a medida que se vayan haciendo instalaciones en cantidades suficientes para que los fabricantes de los diferentes elementos vayan optimizando los costes en base a las perspectivas de fabricación que se vayan presentando.
- También influirá mucho en la disminución de los costes totales el aprendizaje en la construcción de las plantas “in situ” y la correspondiente optimización económica de esa importante parte del coste.
- Otro factor significativo será la experiencia en la operación y mantenimiento de las plantas que sólo se va adquiriendo a medida que se vayan gestionando plantas comerciales. Sólo disponemos de datos referidos a las plantas SEGS y algunos de la PS 10.
- Se tiene experiencia –aunque limitada- de la influencia de la hibridación con gas natural, gracias a las plantas SEGS y muy poca de la influencia del almacenamiento pero pensamos que, a medio y largo plazo, serán estos los factores que más influirán en la economía de las plantas solares. Sobre todo porque la energía generada debe ser compensada más a medida que se ajuste mejor al consumo y, en esas circunstancias, la solar y la biomasa están muy bien situadas. De ahí que la hibridación y el almacenamiento supondrán un factor económico muy significativo.

Queremos terminar este libro dedicado a las tecnologías solares termoelectricas haciendo un explícito homenaje a las instituciones, empresas y profesionales que han hecho posible que las tecnologías de generación de electricidad a partir de la conversión térmica de la radiación solar que nos parecían a algunos *tan lejos* estén *tan cerca* con las plantas ya funcionando o a punto de hacerlo en los próximos años.







# Anexo 1

## 1. Bibliografía

BLANCO Muriel, Manuel. Análisis Energético de Sistemas Concentradores. Tesis Doctoral. Departamento de Ingeniería Energética y Mecánica de Fluidos. Universidad de Sevilla. 1996.

CARNOT, Sadi, Réflexions sur la puissance motrice du feu et sur les machines propres à développer cette puissance. Paris, 1824.

CASTAÑEDA, N. et al. Sener Parabolic Trough Collector Design And Testing. Proceedings of the XIII International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies. Sevilla, 2006.

DINTER, F., Geyer, M. y Tamme, R. Thermal Energy Storage for Commercial Applications, Springer-Verlag. 1990.

DUFFIE, J.A. and Beckman, W.A. Solar Engineering of Thermal Process, 2nd ed., New York, John Wiley. 199 .ISBN: 0-471-51056-4.

AL GORE, Una verdad incómoda. Ed. Getisa. 2007.ISBN 978-84-9784-203-7.

HERMANN, U., et al. Two-tank molten salt storage for parabolic trough solar power plants. Energy, Vol. 29, 2004.

IQBAL, M.. Solar Radiation. Academic Press, 1983.

K.-J. Riffelmann. PTR70 und UVAC im Vergleich: Wirkungsgradtests, thermische Verlustmessungen sowie Raytracing-Untersuchungen. Materiales del Öffentliches Statusseminar zu Parabolrinnentechnik.01. Julio 2005, Stuttgart (DLR). <http://www.solar-thermie.org/veranstaltungsarchiv>.

KEARNEY, D. et al. Assessment of a Molten Salt Heat Transfer Fluid in a Parabolic Trough Solar Field. Transactions of the ASME, Vol 125, Mayo 2003.

KEARNEY, D. et al. Engineering aspects of a molten salt heat transfer fluid in a troughsolar field. Energy Vol. 29, 2004.

KELLY, E.R. y G. Kolb. An Evaluation of Molten-Salt Power Towers Including Results of the Solar Two Project. Documento SAND2001-3674. Sandia National Laboratories (USA). Noviembre de 2001.

KREIDER, Jan F. Medium and high temperature solar processes. New York : Academic Press, 1979. ISBN 0124259804.

KUNTZ Falcone, Patricia. A Handbook for Solar Central Receiver Design. Ref. SAND 86 8009. Sandia National Laboratories . 1986.

LILLO Bravo, Isidoro., Ralf Haselhuhn, Claudia Hemmerle. Instalaciones Fotovoltaicas. Ed. Sodean, S.A. y DGS LA Berlin-Brb. 2004. ISBN 3-934595-31-6.

MEADOWS, D.H., Randers, J., Meadows, D. The Limits to Growth: The 30-Year. Chelsea Green Publishing Company. Vermont (EE.UU.). 2004. ISBN: 1-931498-58-X

MEADOWS, D.H., Meadows, D.L. Randers, J., and Behrens, W. The limits to growth, Universe Books, New York. ISBN 1-931498-58-X, 2004.

MOENS, L. et al. Advanced Thermal Storage Fluids for Solar Parabolic Trough Systems. Transactions of the ASME, Vol 125, Febrero 2003.

NELLY, B (Nexant). Two Tank Indirect Thermal Storage System. Parametric Studies for FLABEG Solar International GMBH and Solar Millennium AG. Presentación en el Workshop sobre sistemas de almacenamiento térmico para CETs en el NREL 2004.

Pilkington Solar International GmbH. Survey of Thermal Storage for Parabolic Trough Power Plants. Documento NREL/SR-550-27925, Septiembre 2000.

RUIZ Hernández, Valeriano. El reto energético. Ed. Almuzara. 2006. ISBN 84-88586-34-5.

RUIZ Hernández, Valeriano. ¿Qué es un Sistema de Concentración Solar? En: La Energía y el Medio Ambiente. Tomo1. Córdoba: Biblioteca Ben Rosch de Divulgación Científica y Tecnológica, 2006. pp. 157-169. ISBN: 978-84-930119-2.

RUIZ Hernández, Valeriano, SILVA Pérez, Manuel Antonio. Energía solar termoelectrica: realidad y futuro. Energía y Empresa No. 27. Madrid, 2007.

RUIZ Hernández, Valeriano., Blanco Muriel, Manuel y Silva Pérez, Manuel. Las Centrales Energéticas Termosolares. Energía. Año XXV (6): 47-55, noviembre / diciembre. 1999.

SARGENT & Lundy Consulting Group Assessment Of Parabolic Trough And Power Tower Solar Technology Cost And Performance Forecasts. Informe final SL 5641. 2003.

SILVA Pérez, Manuel Antonio. The Colon Solar Project (Book Chapter). Solar Thermal Electricity Generation. CIEMAT. 1999. Pages 151-206. ISBN: 84-7834-353-9.

SILVA Pérez, Manuel Antonio, BLANCO Muriel, Manuel, RUIZ Hernández, Valeriano, DE LARA, Antonio, CORROCHANO, David. Integration of Solar Thermal Energy in a Conventional Power Plant: the Colon Solar Project. Journal of Physique IV. Vol. 9. No. 3. 1999.

SILVA Pérez, Manuel Antonio, RUIZ Hernández, Valeriano, LILLO Bravo, Isidoro, GARCÍA Granados, Fco. Javier. Routine Operation, of the Enviroidish Unit at the Seville Engineering School. Proceedings of the 13th International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies. Sevilla. 2006. ISBN: 84-7834-519-1.

TAMME, R. et al. Advanced Thermal Energy Storage Technology for Parabolic Trough. Journal of Solar Energy Engineering, Vol. 126, Mayo de 2004.

WINTER C.J., Sizmann R.L., Vant-Hull L.L. Solar Power Plants, Springer-Verlag, Berlin, 1991. ISBN 3-540-18897-5.

YOGI Goswami, Jan F. Kreider. Principles of solar engineering.  
2nd ed. illustrated. Ed. Taylor & Francis, 2000. ISBN 1560327.

## 2. Páginas web de interés

Asociación española de la energía solar térmica de media y alta temperatura. Protermosolar. [www.protermosolar.com](http://www.protermosolar.com)

Asociación europea de la energía solar termoeléctrica. [www.estelasolar.eu](http://www.estelasolar.eu)

Asociación internacional de la energía solar térmica de media y alta temperatura Solar Paces [www.solarpaces.org](http://www.solarpaces.org).

Asociación europea de energías renovables. [www.eurosolar.org](http://www.eurosolar.org)

Centro de Investigación Energética, Medioambiental y Tecnológica. [www.ciemat.es](http://www.ciemat.es)

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. [www.idae.es](http://www.idae.es)

Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino. [www.marm.es](http://www.marm.es)

Ministerio español de Industria, Comercio y Energía. [www.mityc.es](http://www.mityc.es)

National Renewable Energy Laboratory (NREL). [www.nrel.gov](http://www.nrel.gov).

Panel internacional del cambio climático. [www.ippc.org](http://www.ippc.org)

Plataforma Solar de Almería. [www.psa.es](http://www.psa.es)

Sandia National Laboratories. [www.sandia.gov](http://www.sandia.gov).

# Anexo 2

## 1. Glosario de términos

- *Autogeneración*. Generación de energías intermedias por parte del propio consumidor.
- *Balance energético*: Contabilidad de cantidades de energía intercambiadas por un sistema o en un proceso.
- *Balance exerético*: Contabilidad de exergías (calidad de la energía) de un sistema o proceso.
- *Biocombustible*: Tipo de biocombustible que se usa en motores de combustión interna.
- *Biocombustible*: Combustible sólido, líquido o gaseoso obtenido a partir de la biomasa.
- *Biogás*: Mezcla de metano y de gas carbónico que se obtiene por la fermentación metánica o degradación anaeróbica de los residuos animales, de los residuos agroalimentarios o de cualquier otro substrato orgánico fermentable.
- *Biomasa*: Conjunto total de los organismos vivientes animales y vegetales, de una región particular, considerados colectivamente. En energética, materia prima vegetal o residual utilizable con fines energéticos. En energía, podemos distinguir entre “biomasa tradicional” (leña, paja, etc.) y “biomasa moderna” (cultivos energéticos, biocombustibles, biogás, etc.).
- *Bloqueos*: Parte de la radiación reflejada por un helióstato que es obstruida por el helióstato que está delante y no alcanza el receptor.
- *Bomba de calor*: Dispositivo en el que se transfiere calor de un foco térmico a otro. El nombre de bomba de calor se suele aplicar más frecuentemente cuando el foco al que se aporta calor está a mayor temperatura que el ambiente.
- *Captador solar plano*: Dispositivo para transformar la energía radiante del sol en energía térmica, que se transmite a un fluido. Está constituido básicamente por una cubierta transparente (lo más frecuente, un vidrio), una placa absorbente negra por la que circula un fluido, un aislante y una caja que encierra el conjunto.
- *Carbón*: Combustible fósil sólido, procedente de procesos fotosintéticos ocurridos hace millones de años. En el nombre genérico se suelen incluir tanto antracita como lignito e incluso turba.

- *Célula de combustible* (pila de combustible): Dispositivo que permite convertir la energía química de un combustible (hidrógeno, metanol, etc.) directamente en electricidad. Célula es la unidad y pila es el conjunto.
- *Célula fotovoltaica*: Dispositivo, normalmente a base de silicio, que permite la transformación de la radiación solar en electricidad. (Efecto fotovoltaico).
- *Central eléctrica*: Instalación donde se efectúa la transformación de una fuente de energía primaria en energía eléctrica.
- *Central energética termosolar (igual a Sistemas TermoSolares de Concentración STSC)*. - Instalación solar en la que se obtiene energía útil (electricidad y/o calor) a partir de la radiación solar, previa su transformación en energía térmica, normalmente a media y alta temperatura.
- *Centrales Eléctricas Termosolares, CETs*. Son Sistemas Termosolares de Concentración para la transformación de la componente directa de la radiación solar en energía térmica a alta temperatura y esta en electricidad.
- *Central electrosolar (CES)*: Instalación donde se produce electricidad a partir de la radiación solar. Puede ser térmica o fotovoltaica.
- *Central energética*: Instalación donde se transforma una fuente de energía primaria en energía útil (normalmente electricidad y/o calor).
- *Ciclo de potencia*.- Proceso cíclico donde se consume calor y se produce trabajo y calor. Si el calor producido se aprovecha el ciclo se llama de cogeneración.
- *Cogeneración*: Generación simultánea de calor y electricidad en la misma máquina térmica con aprovechamiento de ambas formas energéticas. En realidad, todas las máquinas térmicas son de cogeneración aunque en muchas no se aprovecha el calor y entonces no se trataría de cogeneración.
- *Combustibles fósiles*: Sustancias combustibles procedentes de residuos vegetales o animales almacenados en periodos de tiempo muy amplios. Son el petróleo, gas natural, carbón, esquistos bituminosos, pizarras y arenas asfálticas.
- *Combustibles renovables y residuos*. Comprende la biomasa (madera, residuos vegetales, etanol, metanol), residuos municipales (producidos en los sectores residencial y de servicios, normalmente recogidos por servicios municipales) que pueden ser usados para la generación de calor y/o electricidad, previa su selección y transformación en biogás; y residuos industriales, en particular los de procedencia agrícola y ganadera. No todos deben ser considerados renovables.
- *Combustibles sólidos*: Productos combustibles que se presentan en forma sólida. Fundamentalmente los carbones minerales (antracita, hulla, lignito negro, lignito pardo, coque, turba) y carbones “naturales” (de residuos vegetales), aglomerados, briquetas, pellets.

- *Combustión*: Reacción química del oxígeno (comburente) con una sustancia (combustible). La combustión es una reacción exotérmica en casi todos los casos.
- *Consumo final de energía*: Consumo energético en la fase final del proceso. A nivel doméstico, electricidad y combustibles, principalmente.
- *Consumo de energía final*: Cantidades de energías intermedias que son usadas en cada uno de los sectores y por todos juntos.
- *Conversión fototérmica*: Transformación de radiación solar en energía interna de tipo térmico.
- *Conversión fotovoltaica*: Proceso de transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica por medio de células fotovoltaicas.
- *Conversión termodinámica*: Transformación de calor en trabajo por medio de una máquina térmica, con cesión de calor a un foco frío.
- *Coste de ciclo de vida*: Coste de un producto o un servicio a lo largo de toda su vida efectiva.
- *Dependencia energética*: Porcentaje del consumo de energía primaria de un país que debe importar del exterior. También se puede referir a una ciudad, una provincia, una región o una zona territorial determinada.
- *Desbordamiento*: Parte de la radiación que sale de un concentrador y no alcanza el absorbedor. La mayor parte “desborda” el receptor y de ahí el nombre, en inglés “spillage”.
- *Derivados del petróleo*: Todas las sustancias artificiales que se obtienen a partir del petróleo crudo, normalmente en una refinería de petróleo. GLP, naftas, keroseno, gasolina, gasóleo, fuel-oil, alquitrán, etc.
- *Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)*: Gas que se desprende en las combustiones (si el combustible tiene carbono en su estructura) y que se absorbe por las plantas en la fotosíntesis. El aumento de las cantidades de este gas en la atmósfera produce un aumento del efecto invernadero de la atmósfera sobre el planeta Tierra, pero no es el único gas que produce este efecto.
- *Disponibilidad energética*: Exergía.
- *Eficiencia*: En general, se entiende por eficiencia un concepto relacionado con la mejora del funcionamiento de un dispositivo, sistema o proceso. Una concreción del concepto se puede relacionar con el cociente entre el consumo de una variable relacionada con el objetivo que se pretende si éste funcionara en las mejores condiciones (consumo teórico) y el realmente consumido en las circunstancias que se trata de analizar.



- *Eficiencia energética*: Idea general de mejora de comportamiento energético de un dispositivo, proceso o sistema. También cociente entre la energía mínima y la real consumida en un proceso, dispositivo o sistema.
- *Electricidad*: Forma de energía que se puede considerar relacionada con los electrones y los fenómenos asociados a ellos.
- *Energía*: Propiedad de los cuerpos y sistemas que se manifiesta por su capacidad de realizar un cambio (de posición o de cualquier otro tipo).
- *Emisiones antropogénicas*: Emisiones que se pueden atribuir a las actividades de los seres humanos.
- *Emisiones de CO<sub>2</sub>*: Cantidad de gas CO<sub>2</sub> que se emite a la atmósfera en un proceso. Normalmente se refiere a la unidad de masa de combustible empleado en el proceso o a la unidad de energía.
- *Emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes en un proceso*: Cantidad de gas CO<sub>2</sub> que produciría el mismo efecto invernadero que el producido por todos los gases que se emiten en el proceso.
- *Energía comercial*: Formas energéticas que están sujetas a las leyes del mercado; la electricidad que venden las compañías eléctricas, los combustibles derivados del petróleo, el carbón, el gas natural, etc. Las no comerciales son las que utilizan directamente los usuarios sin que intervengan los mecanismos del mercado. El ejemplo más típico es la leña que utilizan en los ámbitos rurales de todo el mundo. Estas últimas son difíciles de evaluar y en muchas estadísticas energéticas no se contabilizan.
- *Energía de tránsito*: Entre sustancias o regiones de un mismo material como consecuencia de gradientes de algún potencial, tal como una diferencia de presión, temperatura, campos eléctricos o magnéticos, etc.
- *Energía final*: La energía transportada y distribuida a los puntos de consumo final. Los ejemplos más típicos son la electricidad y los combustibles. En este libro, a esas formas energéticas, las denominamos energías intermedias toda vez que son las que conectan las energías primarias con el consumo propiamente dicho. Aquí llamamos energía final a las formas energéticas que satisfacen las necesidades: calor, frío, luz artificial, sonido, desplazamientos, etc.
- *Energía intermedia*: Las formas energéticas que se obtienen a partir de las energías primarias y que se emplean para satisfacer las necesidades de los seres humanos. En muchos textos oficiales relacionados con la energía se les llama energía final. En concreto son la electricidad y los combustibles.
- *Energía mecánica*: Suma de las energías cinética y potencial.

- *Energía primaria*, (EP): Fuente de energía natural existente en la naturaleza, como el carbón, el petróleo, el gas natural, el sol, agua almacenada o en movimiento, las mareas, el viento, el uranio, calor almacenado en la tierra (geotermia), etc. Después de su transformación, la energía primaria produce energía intermedia (gasolina, carbón, electricidad, etc.).
- *Energía utilizable*: Exergía.
- *Entalpía*: Forma de energía asociada a la masa que tiene importancia en un fluido que circula por una tubería, un canal o cualquier otro dispositivo similar. Incluye la energía interna y la energía de flujo consecuencia del empuje que el fluido inmediatamente anterior al que estamos considerando ejerce para que siga en movimiento.
- *Espectro solar*: Distribución espectral (función de la longitud de onda) de la radiación solar.
- *Exergía*: Variable termodinámica que mide la calidad de la energía, a través de su capacidad de producir trabajo. Se puede definir como: cantidad de trabajo útil que se puede obtener de un sistema. También se le conoce como energía utilizable o energía disponible.
- *Externalidades*: Costes o beneficios indeseables de un sistema económico que no son tenidos en cuenta. En el sistema energético son los costes de los efectos medioambientales negativos; en particular, los efectos contaminantes del manejo y de la combustión de las formas energéticas de origen fósil y nuclear.
- *Factor coseno*: Efecto de disminución de la irradiancia incidente en un receptor solar consecuencia del ángulo de incidencia de la radiación sobre el plano de reflexión. Esa disminución es igual del coseno de ese ángulo; de ahí el nombre.
- *Forzamiento radiactivo*: Efecto de aumento o disminución de la energía que intercambia la Tierra como consecuencia de las interacciones de la radiación solar (de onda corta) y/o terrestre (de onda larga) con los componentes atmosféricos. Pueden ser positivos o negativos según que aumenten o disminuyan esos intercambios.
- *Fuente de energía*: En sentido general, sistema o sustancia de donde se obtiene energía.
- *Fuentes renovables de energía* (RES en inglés): Formas de energía que se reproducen temporalmente con periodos fijos o variables. Se incluyen la solar, hidráulica, biomasa, eólica, de las mareas, de las olas, geotérmica, térmica y salina de los mares y océanos.

- *Gas combustible*: Incluye gas natural y otros combustibles en forma gaseosa.
- *Gas licuado del petróleo* (GLP; en inglés, LPG): Gases, principalmente butano y propano, obtenidos del petróleo que, en condiciones normales de presión y temperatura, son gases, se licuan en base a aumentar la presión y/o bajar la temperatura, para su transporte y distribución. Las bombonas de butano y los depósitos de propano habituales son GLP.
- *Gas natural*: Combustible fósil almacenado en el interior de la Tierra, compuesto principalmente por metano y etano. Es uno de los principales componentes del sistema de energía primaria en muchos países.
- *Gas Natural licuado* (GNL; en inglés, LNG): Gas natural licuado artificialmente para facilitar su transporte. Se consigue licuar bajando fuertemente la temperatura.
- *Gases de efecto invernadero* (GEI; CHG en inglés): Gases atmosféricos que producen el efecto invernadero sobre el planeta Tierra. Los principales y catalogados son: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), compuestos hidrofluorocarbonados (HFC), perfluorocarbono (PFC) y hexafluorocarbono de azufre (SF<sub>6</sub>). El dióxido de carbono se produce al quemar combustibles fósiles principalmente y es el factor que más influye en el cambio climático, aunque también interviene el metano -que proviene de los fertilizantes utilizados en agricultura y el ganado- y el óxido nitroso de los vehículos. Los otros tres gases (hidrofluorocarbono, perfluorocarbono y hexafluorocarbono de azufre) están presentes en gran parte de procesos industriales, sobre todo de la industria química. Se suele medir de dos formas: Directamente por la cantidad que emiten de cada uno de los gases o indirectamente mediante lo que se denomina Emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes.(ver en este glosario).
- *Grado Celsius* (°C). Valor de la temperatura en la escala de temperatura del mismo nombre, con origen en el punto de fusión del agua (0 °C) y con el valor 100 °C en el punto de evaporación también del agua. Al ser una escala centígrada (100 grados entre los puntos fijos principales) a veces se confunde grados Celsius con grados centígrados.
- *Helióstato*: Dispositivo plano o con curvatura muy pequeña formado con superficies especulares y dotado de sistemas de seguimiento de la trayectoria solar. Los heliostatos constituyen una de las partes esenciales de las centrales termosolares de receptor central.
- *Hidrocarburo*: Compuesto químico cuyos elementos componentes principales son el hidrógeno y el carbono. Los combustibles fósiles líquidos y gaseosos son hidrocarburos.

- *IDAE*: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, dependiente del Ministerio de Industria. [www.idae.es](http://www.idae.es)
- *Intensidad energética*: Relación entre la energía consumida y el Producto Interior Bruto. Mide la eficiencia energética global de un sistema económico, evidentemente en sentido inverso. Se puede dar en base a la energía primaria o intermedia consumida y también por sectores.
- *Irradiación*: cantidad de radiación solar por unidad de superficie que llega a un plano. Se expresa en  $J/m^2$  (julios dividido por metro cuadrado) o en  $kWh/m^2$ .
- *Irradiancia*: Cantidad de radiación solar por unidad de superficie y de tiempo que llega a un plano. Se expresa en  $W/m^2$  (vatios dividido por metro cuadrado). Puede ser directa, difusa o reflejada.
- *Liberalización*: Doctrina que aboga porque sean las fuerzas libres del mercado las que coordinen las actividades económicas. Según esta teoría solo se dejan al Estado las actividades que el mercado no puede atender (los servicios públicos) o las que las empresas no pueden operar eficientemente.
- *Máquina de absorción*.- Dispositivo que permite la transformación de la energía térmica a alta temperatura en energía térmica a baja temperatura. Es decir, la transformación de calor en frío.
- *Máquina de cogeneración*.- Dispositivo que permite el aprovechamiento simultáneo del calor y de la electricidad producida.
- *Máquina térmica*: Dispositivo en el que se transforma calor en trabajo.
- *Máquina frigorífica*: Dispositivo en el que se transfiere calor de un foco térmico a otro. El nombre de frigorífica se suele aplicar cuando el primer foco (del que se saca calor) está a menor temperatura que el ambiente.
- *Metano*: Gas combustible abundante en la naturaleza. Es el principal componente del biogás producido en los digestores de fermentación y del gas natural.
- *Metanol* (alcohol metílico): Alcohol producido industrialmente a partir del metano. También puede ser producido a partir del carbón o de la biomasa lignocelulósica. El metanol es un buen combustible para motores.
- *Módulo fotovoltaico*. Igual que panel fotovoltaico, es un dispositivo en el que se transforma la radiación solar directamente en electricidad.
- *Múltiplo solar*: Cociente entre la energía térmica producida por el campo solar en condiciones de diseño y la necesaria para hacer funcionar la turbina a potencia nominal.

- *Nuevas renovables*: Aunque algunas son tan antiguas como la Tierra, con el término nuevas renovables se designan a fuentes renovables que se utilizan a través de dispositivos modernos como células fotovoltaicas, captadores térmicos, aerogeneradores, etc. Obviamente, son la solar, eólica, biocombustibles, pequeñas hidroeléctricas, de los mares y océanos y la geotérmica que, aunque no es estrictamente renovable, se le incluye en esta denominación.
- *Ozono*: Molécula triatómica de oxígeno. Está presente en la estratosfera y en la troposfera.
- *Panel fotovoltaico*: Dispositivo formado por una serie de células fotovoltaicas que transforma directamente la radiación solar en electricidad. También se suele utilizar la palabra módulo.
- *Panel Intergubernamental del Cambio Climático* (en inglés IPCC): Organización científica multilateral, establecida por el PNUD (programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente) y la WMO (Organización Meteorológica Mundial), para la valoración de toda la información científica, técnica y socioeconómica sobre el cambio climático y sus impactos. [www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch).
- *Pérdidas por distribución y transmisión*: Incluye pérdidas en los sistemas de transporte y distribución de energías intermedias y primarias. Sobre todo en los sectores de gas natural, petróleo, carbón y electricidad.
- *Plantas de calor*: Instalaciones que generan calor a partir de combustibles aunque también se incluye la electricidad como energía de entrada. Lo mejor en este último caso es la bomba de calor.
- *Plantas de ciclo combinado*: Plantas de generación de electricidad formada por dos sistemas (ciclos de potencia) acoplados por una caldera de recuperación que aprovecha los gases de escape de una turbina de gas para generar vapor que acciona la turbina de vapor del segundo sistema.
- *Plantas de cogeneración*: Instalaciones que producen electricidad y calor al mismo tiempo a partir de cualquier combustible. Hay una cierta confusión con las CHP (*Combined heat and power plants*); en realidad, es lo mismo.
- *Plantas de energías renovables*: Instalaciones que emplean como energía de entrada cualquier forma de energía renovable.
- *Plantas eléctricas*: Instalaciones que generan electricidad a partir de cualquier otra forma energética.
- *Plantas híbridas*: Instalaciones que emplean como formas energéticas de entrada varias formas energéticas simultáneamente, sean todas ellas renovables o unas renovables y otras convencionales.

- *Plantas nucleares*: Instalaciones de generación de electricidad a partir de una reacción nuclear de fisión.
- *Plantas térmicas convencionales*: Instalaciones que generan electricidad a partir de un combustible convencional (carbón, gas natural o fuel-oil). No incluyen biomasa ni solar que se incluyen en plantas de energías renovables.
- *Poder calorífico* (superior e inferior): Cantidad de calor que se produce en una combustión, en determinadas condiciones típicas (1 bar y 25 °C) con la cantidad justa de oxígeno. Es la variación de entalpía de la combustión hasta que los productos de la combustión alcanzan las condiciones ambiente. Si se excluye el calor de condensación del vapor de agua producido, se tiene el PCI (poder calorífico inferior).
- *Potencia*: Variación de la energía intercambiada con el tiempo. La unidad de potencia es el vatio (W).  $1 \text{ W} = 1 \text{ J/s}$ .
- *Producto Interior Bruto* (PIB): Valor económico producido en el interior de un país. Es independiente de quien genera ese valor. Lo que importa son los límites físicos del país.
- *Producto Nacional Bruto* (PNB): Valor económico generado por los nacionales de un país, sean en los límites del mismo o fuera de ellos.
- *Radiación*: Forma de transmisión de energía sin intervención de materia. Esta forma de energía la producen y absorben todos los cuerpos. Se puede entender como campos electromagnéticos que se desplazan a la velocidad de la luz.
- *Radiación solar*: Radiación producida por el sol con una temperatura equivalente a 5777 K y que llega al exterior de la Tierra con una intensidad de  $1367 \text{ W/m}^2$ .
- *Radiación solar sobre una superficie*. Radiación solar global que incide en una determinada superficie situada en la Tierra, sea fija o en movimiento, en un determinado periodo de tiempo. Su intensidad (irradiancia) máxima es del orden de  $1000 \text{ W/m}^2$ .
- *Radiación solar directa sobre una superficie*. Componente de la radiación solar global que incide directamente desde el sol (no es reflejada ni difundida por ningún componente atmosférico) en una determinada superficie situada en la Tierra, sea fija o en movimiento. Su intensidad (irradiancia directa) máxima es del orden de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Las otras componentes de la radiación solar global son la difusa (que es la difundida por los componentes atmosféricos) y la de albedo (la reflejada por una superficie terrestre, como el suelo o pared) y que llega a la superficie objeto.
- *Razón de concentración*: Cociente entre el área de la superficie que presenta el receptor a la radiación concentrada y el área de la superficie de captación encargada de la concentración de la radiación incidente.

- *Razón de concentración geométrica*,  $C_g$ : es el cociente entre la superficie de captación (helióstato, canal parabólico, lente ó paraboloide) de la componente directa de la radiación solar que llega a un dispositivo de concentración y la superficie del receptor.
- *Reactor*: Parte de la central nuclear en el que las reacciones nucleares de fisión tienen lugar para generar calor. El tipo de reactores más usado es el de agua a presión (PWR). Otros tipos de reactores conocidos son los de agua en ebullición (BWR) y de grafito-gas (GWR). La palabra reactor también se aplica en química.
- *Receptor*: Elemento importante de una planta solar a la que llega la radiación solar concentrada. Normalmente, en su interior se encuentra el absorbedor donde se realiza la transformación energética de la radiación solar a energía térmica del fluido de trabajo.
- *Recurso*: Cantidad de una fuente energética o mineral con ciertas características de recuperación geológica y técnico-económica, pero que se considera que es previsible que puedan llegar a ser recuperables con futuros desarrollos técnicos y económicos.
- *Refinerías de petróleo*. Instalaciones en las que, a partir de petróleo crudo, se obtienen los llamados “productos derivados del petróleo”: GLP (gases licuados del petróleo), naftas, gasolina, gasóleo, keroseno, fuel-oil, etc.
- *Rendimiento*: Cociente entre lo que se extrae de un dispositivo, sistema o proceso y lo que se aporta. Normalmente es menor que 1 pero, en el ámbito energético puede ser mayor que 1 cuando la energía que se aporta tiene mayor calidad energética que la que se obtiene.
- *Rendimiento energético*: Relación entre la cantidad de energía obtenida en un convertidor y la energía empleada.
- *Rendimiento global del sistema energético mundial*: Cociente entre la energía final realmente consumida por los seres humanos y la energía primaria empleada en hacerlo posible.
- *Rendimiento termodinámico*: Igual que rendimiento energético, aunque debería aplicarse al rendimiento exergético.
- *Rendimiento exergético*: Cociente entre la exergía extraída de un dispositivo, sistema o proceso y la aportada al mismo. En este caso, siempre es menor que 1.



- *Reserva*: Cantidad conocida de un recurso energético recuperable y explotable con las condiciones económicas y técnicas del momento.
- *Secuestro de carbono* (o de CO<sub>2</sub>): Captura y almacenamiento seguro de dióxido de carbono. Hay dos mecanismos generales: 1. Evitar que el CO<sub>2</sub> llegue a la atmósfera. 2. Capturar el que ya está en la atmósfera. Son procesos que se están poniendo muy de moda en la literatura especializada.
- *Sistemas Termosolares de Concentración* (STSC): Serie de elementos de tecnologías pensadas para la transformación de la componente directa de la radiación solar en energía térmica a alta temperatura y esta en electricidad y/o calor para su utilización inmediata y, en algunos casos, en energía almacenable en forma de calor o en forma química. En todos los casos mediante el uso de concentradores basados en espejos o en lentes.
- *Sombras*: Se llama sombra en un campo de helióstatos a la que da un helióstato sobre el que se encuentra detrás por la que una parte de la radiación solar incidente no llega a ese helióstato.
- *Sumideros de carbono* (o de CO<sub>2</sub>): lugares en los que el CO<sub>2</sub> puede ser absorbido, tales como bosques, mares y océanos y el propio suelo vegetal.
- *Tecnología de Canales Parabólicos*, (CP): Sistemas que concentran la radiación solar directa en un absorbedor que es tipo lineal, teniendo el concentrador forma de cilindro-parabólico.
- *Tecnología de Sistemas de receptor central* (RC): sistemas que concentran la radiación solar directa en un punto situado en una cierta altura del suelo donde se coloca el absorbedor (que en estos casos se denomina receptor central) sujeto éste por una torre.
- *Tecnología de discos parabólicos* (DP): sistemas que concentran la radiación solar directa en un punto donde se sitúa el absorbedor que aporta la energía térmica a un motor Stirling.
- *Tecnología de Reflectores o concentradores lineales de Fresnel* (CLF): sistemas que concentran la radiación solar directa en un absorbedor que es tipo lineal, teniendo el concentrador forma de espejos planos.
- *Termodinámica*: Rama de la Física y de la Química que se ocupa de la energía. Se puede decir que es la Ciencia de la Energía. Se originó en la Química y en la Ingeniería.
- *Tiempo de retorno energético*: tiempo de utilización de una instalación energética necesaria para recuperar la cantidad de energía consumida en su construcción.
- *Tonelada equivalente de petróleo* (tep): Cantidad de energía que puede producir

una tonelada de petróleo. El valor energético que se toma como referencia es el de un petróleo ficticio con un poder calorífico inferior de 41868 kJ/kg.

- *TPES (Total primary energy supply)*: Muy habitual en las publicaciones en inglés para designar la cantidad total de energía primaria de un sistema energético.
- *Usos propios. También consumos propios*: Se refiere a las cantidades de energía consumidas en los procesos e instalaciones de transformación.
- *Usos no energéticos*: Cantidades de petróleo que se destinan a producir materias que no se utilizan en el sistema energético. En concreto: parafinas, lubricantes, productos bituminosos, etc. También en el sector del carbón hay otros usos no energéticos como electrodos de grafito, negro de carbón.

## 2. Unidades de energía

En energía hay dos unidades fundamentales y básicas: el julio (J) y el vatio (W), unidades fundamentales de energía y potencia del Sistema Internacional de Unidades. En la práctica, hay otras unidades de energía o relacionadas con ella que también conviene conocer. Las relaciono por orden alfabético.

*Barril de petróleo*: 159 litros de petróleo = 0,13878 tep =  $5,81 \cdot 10^9$  J.

*B.T.U.* (British Thermal Unit): 1 BTU = 252 calorías = 1055 J.

*Caloría*: Cantidad de calor necesario para elevar la temperatura de un gramo de agua de  $14'5^\circ$  C a  $15'5^\circ$  C. 1 caloría = 4,1878 J.

*Gigavatio (GW)*: Mil millones de vatios (un millón de kilovatios) =  $10^9$  W = 1 millón de kW.

*Gigavatio-hora (GWh)*: Un millón de kilovatios-hora =  $3,6 \cdot 10^{12}$  J.

*Julio (J)*: Unidad de energía igual al trabajo hecho por la fuerza de un newton (N) que desplaza su punto de aplicación un metro (m). Es la unidad básica de energía del Sistema Internacional de Unidades.

*kilocaloría (kcal)*: 1000 calorías = 4186,8 J.

*kilovatio (kW)*: Unidad de potencia. 1 kW = 1000 W = 1000 J/s.

*Megavatio (MW)*: Un millón de vatios (W) = 1000 kW.

$m^3$  (habitualmente, en condiciones “normales” de 1 bar y  $0^\circ$  C) de gas natural: = 8,3 Mcal =  $3,47 \cdot 10^7$  J = 0,83 tep.

*tec*: Tonelada equivalente de carbón = 7000 Mcal = 0,7 tep =  $2,93 \cdot 10^{10}$  J.

*tep*: Tonelada equivalente de petróleo. 1 tep = 10000 Mcal =  $4,1868 \cdot 10^{10}$  J Es una unidad de energía muy frecuente.

*Teracaloría*: Un billón de calorías ( $10^{12}$  cal =  $4,1868 \cdot 10^{12}$  J.)

*Teravatio (TW)*: Un billón de vatios ( $10^{12}$  W).

*Teravatio-hora*: Un billón de vatios-hora ( $10^{12}$  W.h =  $3,6 \cdot 10^{15}$  J).

*Termia*: Mil kilocalorías ( $10^3$  kcal =  $4,1868 \cdot 10^6$  J).

*1 tonelada de leña*: = 0,45 tep =  $4,5 \cdot 10^6$  kcal =  $1,884 \cdot 10^{10}$  J.

*1 tonelada de uranio*: 10000 tep =  $4,1868 \cdot 10^{16}$  J.

*Vatio (W)*: Unidad de potencia. 1 W = 1 J/s. Más usual el kilovatio (kW).

*Vatio-hora (Wh)*: Unidad de energía 1 W.h = 3600 J. Más frecuente kW.h =  $3,6 \cdot 10^6$  J.

Prefijo	Símbolo	Factor	Prefijo	Símbolo	Factor
deca	da	10	deci	d	10 <sup>-1</sup>
hecto	h	10 <sup>2</sup>	centi	c	10 <sup>-2</sup>
kilo	k	10 <sup>3</sup>	mili	m	10 <sup>-3</sup>
mega	M	10 <sup>6</sup>	micro	u	10 <sup>-6</sup>
giga	G	10 <sup>9</sup>	nano	n	10 <sup>-9</sup>
tera	T	10 <sup>12</sup>	pico	p	10 <sup>-12</sup>
peta	P	10 <sup>15</sup>	femto	f	10 <sup>-15</sup>
exa	E	10 <sup>18</sup>	atto	a	10 <sup>-18</sup>

**Multiplos y submultiplos decimales.**