

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

ESTUDIO TÉCNICO
PER 2011-2020



IDAIE

Instituto para la Diversificación
y Ahorro de la Energía

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

Coordinador de la edición de Estudios Técnicos PER 2011-2020:

Jaume Margarit i Roset, Director de Energías Renovables de IDAE

Título: Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica.
Estudio Técnico PER 2011-2020

Madrid, 2011

Dirección: Valeriano Ruiz (AICIA), Manuel Blanco (CENER),
Agustín Maraver (IDOM)

Autores:

AICIA: Valeriano Ruiz, Manuel Silva, Isidoro Lillo,
Sara Moreno, José Domínguez.

CENER: Manuel Blanco, Lourdes Ramírez, Marcelino Sánchez,
Javier García-Barberena, Pierre García, Edurne Pascal.

IDOM: Agustín Maraver, Beatriz Cárdenas, Artemi Regidor,
Joaquín Muñoz, Íñigo Pallardo, Silvia Luna

Coordinación y revisión IDAE: Carlos Montoya, David Poza

El presente estudio ha sido promovido por el IDAE en el marco de la elaboración del Plan de Energías Renovables (PER) en España 2011-2020. Aunque el IDAE ha supervisado la realización de los trabajos y ha aportado sus conocimientos y experiencia para su elaboración, los contenidos de esta publicación son responsabilidad de sus autores y no representan necesariamente la opinión del IDAE sobre los temas que se tratan en ella.

ÍNDICE

4	Introducción
7	La energía solar termoeléctrica
38	Definición de las tecnologías de referencia
50	Análisis de costes
99	Metodología de análisis del potencial
159	Resultados
207	Conclusiones y recomendaciones

1 Introducción

En este informe se presenta un estudio sobre la evaluación del potencial de las principales tecnologías eléctricas termosolares, en la España peninsular. Ha sido realizado para el IDAE por la Unión Temporal de Empresas constituida al efecto entre el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), la Asociación de Investigación y Cooperación de Andalucía (AICIA) y la ingeniería IDOM.

El estudio proporciona información detallada sobre las previsiones de la evolución técnica, de costes y de la potencia instalada en nuestro país de las cuatro tecnologías eléctricas termosolares más importantes: concentradores lineales de Fresnel (CF), canal parabólico (CP), sistema de torre o receptor central (RC) y discos parabólicos (DP).

También proporciona información sobre los potenciales máximos totales, disponibles y accesibles que en España tienen, en estos momentos, cada una de las referidas tecnologías. En todos los casos en los que la información tiene una dependencia espacial, dicha información se proporciona georreferenciada, de forma que pueda integrarse fácilmente en Sistemas de Información Geográfica (SIG). Los resultados se dan a nivel global, por comunidades autónomas y por provincias.

En el capítulo 2 se presenta el sistema energético en general y la importancia de las tecnologías solares termoeléctricas en su desarrollo futuro. Como es lógico en un estudio de este tipo, se describen con cierto detalle las cuatro tecnologías con presencia en el mercado español actual y se analizan las perspectivas de futuro de cada una de ellas.

El capítulo 3 se dedica al establecimiento de centrales y tecnologías de referencia sobre las cuales poder analizar en los capítulos siguientes el comportamiento técnico, energético y económico a partir de los cuales se puede estudiar la sensibilidad de cada tecnología y centrales a las posibles variaciones en el futuro. Se han escogido dos tipos de centrales de la tecnología de canal parabólico, una sin almacenamiento y otra con 6 horas de almacenamiento a potencia nominal, es decir que podría generar electricidad durante seis horas a la potencia nominal de la central utilizando la energía térmica almacenada.

Por lo que respecta a las tecnologías de receptor central (o de torre) la elección ha sido la misma, central sin almacenamiento y con seis horas de almacenamiento. Aunque siempre se ha elegido como referencia una central que ya exista en

funcionamiento, en este caso se ha tomado una central que no existe en funcionamiento todavía, ni por tamaño (50 MW) ni por otros detalles (fluido de trabajo sobre todo). Pero teniendo en cuenta las que hay en funcionamiento y en construcción se puede aceptar este tipo de propuesta como posible realización en un corto periodo de tiempo.

En los concentradores lineales de Fresnel se ha hecho la hipótesis de una central de 30 MW con generación directa de vapor aunque no hay todavía ninguna en funcionamiento; hay una en construcción y otra de menor tamaño generando electricidad.

En cuanto a los discos parabólicos, aunque a nivel de España no hay ninguna central en operación, la hay en Estados Unidos y en España está en construcción otra, junto a una pequeña de ensayo de 1,5 MW. La central de referencia en estas tecnologías se ha decidido que sea una agrupación de 400 discos de 25 kW con lo cual finalmente la potencia sería de 10 MW.

El análisis de costes y los aspectos económicos son tratados en el capítulo 4 estableciendo el coste económico normalizado (en inglés, LEC), es decir lo que debería costar el kWh en condiciones razonable de radiación y del mercado en general. Realmente ha sido interesante tratar este asunto para dar cifras económicas en torno a los costes actuales y las posibles disminuciones que se van a producir si, como es de esperar, se sigue avanzando en la mejora de las tecnologías.

Probablemente el capítulo más sustancioso de todo el estudio sea el 5 en el que se establecen y se explican las metodologías que se han aplicado para determinar los correspondientes potenciales: total, disponible y accesible.

En primer lugar se ha calculado la distribución de la componente directa de la radiación solar en todo el territorio peninsular mediante procedimientos en los que los autores llevan trabajando más de treinta años tanto en el plano teórico como en el de las medidas experimentales. En concreto se ha partido de la distribución espacial y temporal de la irradiación global en plano horizontal obtenida a partir de imágenes de satélite, y contrastada y valorada con medidas muy fiables en tierra. A partir de esos valores se ha obtenido la componente directa normal (IDN en español, DNI en inglés) en píxeles de 5x5 km con lo cual, y una vez aplicados los valores al correspondiente territorio, se ha obtenido el potencial total que luego ha habido que aplicar a cada una de

las tecnologías para en el capítulo 6 (resultados) dar los valores anuales correspondientes.

A este potencial total se le han aplicado filtros de reducción del territorio disponible para la instalación de centrales como consecuencia de limitaciones de distinta naturaleza que vienen impuestas por la legislación nacional o autonómica correspondiente. El resultado de la aplicación de estos filtros nos da lo que hemos llamado el potencial disponible que aparece concretado en el capítulo 6; tanto el valor total en todo el territorio peninsular español como su distribución por tecnologías, por comunidades autónomas y por provincias.

Finalmente, en este capítulo también se establece un potencial accesible entendiendo por tal el que tiene en consideración los aspectos económicos ya explicados en el capítulo 4 al que hemos hecho referencia antes. Es evidente que este potencial corrige el anterior y puede ser de mayor interés para los posibles promotores y administraciones. También se presentan los resultados en el capítulo 6.

Como el capítulo 6 ya ha sido citado en lo anterior cuando nos hemos referido al capítulo 5, solo cabe mencionar que la mayor parte del capítulo son mapas y tablas que pueden ser consultados para conocer los resultados del estudio.

El último capítulo del libro es de resumen y conclusiones. Éstas, como era de esperar, se pueden condensar en una:

España es un país con el suficiente recurso solar para que las tecnologías de generación de electricidad mediante centrales termosolares se hayan desarrollado –gracias a un interés continuado de todos los actores, administración, investigadores y empresas– y hoy se apunte a una capacidad de sustitución de centrales de generación altamente contaminantes aprovechando la principal ventaja de estas tecnologías: su gobernabilidad por parte del regulador del sistema eléctrico.

Pero, además, esta realidad y estas perspectivas colocan a las empresas españolas en la mejor situación para hacerse con el mercado internacional que se vislumbra, y en el que ya están por derecho propio.

2 La energía solar termoeléctrica

2.1 EL SISTEMA ENERGÉTICO Y LAS CENTRALES ELÉCTRICAS TERMOSOLARES

2.1.1 El papel de las tecnologías termosolares

A finales del año 2004, cuando se ultimaba la elaboración del PER 2005-2010, en España solo había una instalación de electricidad termosolar conectada a la red: el disco parabólico con motor Stirling de 10 kW de potencia, ubicado en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Sevilla. Hoy, a mediados de 2010, la situación es muy distinta: hay ya 432,4 MW en operación, esperándose sobrepasar los 800 MW al final de este año y los 2.300 MW a final de 2013. El fuerte despegue de las tecnologías eléctricas termosolares durante el período de vigencia del PER, superando con creces los objetivos planteados, augura un papel destacado para las mismas en el período 2011-2020, a pesar de las incertidumbres existentes que deberán resolverse pronto. Sin embargo, parece conveniente revisar aquí, con espíritu crítico, algunos aspectos del proceso de despliegue de las tecnologías eléctricas termosolares que ha tenido lugar hasta la fecha, de cara a definir políticas energéticas sostenibles y coherentes.

Despliegue en el sistema energético actual

El sistema energético se encuentra inmerso en un proceso de rápida evolución. La necesidad es evidente, ya que el sistema energético actual se caracteriza, muy visiblemente, por su insostenibilidad, derivada del abuso de recursos agotables y que entre otras manifestaciones tiene una incidencia de primer nivel en uno de los principales problemas de la Humanidad: el calentamiento global, como consecuencia, en gran medida, de la emisión de gases de efecto invernadero, producidos en gran proporción por el sistema energético.

El proceso de sustitución gradual de las fuentes de energías agotables, en particular combustibles fósiles, por otras renovables parece imparable en el sector

eléctrico. En la última década hemos asistido en España a un espectacular proceso de crecimiento del parque de generación eólico, al que más tarde se han unido las instalaciones fotovoltaicas y termosolares y las que emplean biomasa o sus derivados como combustibles, que participan tanto en el sistema eléctrico como en la generación de calor de proceso, con cantidades bastante significativas en ambos casos.

Este proceso de sustitución de fuentes de energías agotables por fuentes de energías renovables se ha visto impulsado y favorecido por una serie de medidas cuyo éxito, en términos generales, es indiscutible. En particular, y centrándonos en la termosolar, los Reales Decretos (RDs) 436/2004 y 661/2007 han propiciado no sólo la creación de las condiciones que han permitido la materialización de un buen número de proyectos, sino el desarrollo de un sector de enorme potencial que España lidera a día de hoy.

Sin embargo, el proceso muestra algunas características que deben tenerse en cuenta de cara al futuro. La primera y más notoria es el hecho de que más del 90% de la capacidad de los proyectos preasignados corresponde a instalaciones de tecnología de canales parabólicos, que emplean aceite térmico como fluido de trabajo. La situación de hegemonía de esta tecnología concreta se debe, principalmente, a dos razones:

- 1 La mayor madurez comercial de la tecnología, desarrollada en los años 80 y que cuenta como referencia principal con las nueve plantas SEGS (Solar Electric Generating Systems) de California.
- 2 La mayor facilidad de financiación de los proyectos basados en esta tecnología, en parte como consecuencia del hecho anterior y del marco de incentivos vigente en España.

Pero si miramos a otros países, en particular a Estados Unidos, donde se está gestando un proceso de gran potencial, observamos una diversidad mucho mayor en las tecnologías propuestas para los diversos proyectos que allí se están planteando, con una presencia muy importante de los sistemas de receptor central, discos parabólicos con motor Stirling y concentradores lineales de Fresnel.

Es evidente que, siendo la tecnología que actualmente se está implantando en España, básicamente, la misma que la empleada en las plantas SEGS¹,

¹Con la notable diferencia de la inclusión en muchos proyectos de sistemas de almacenamiento térmico en sales fundidas, lo que supone una innovación muy significativa con respecto a la tecnología SEGS

España corre el riesgo de disponer en el futuro de un parque termosolar obsoleto en términos tecnológicos. Urge, pues, la adopción de medidas que propicien el desarrollo de una mayor innovación tecnológica.

La segunda característica es consecuencia directa de las condiciones impuestas por la legislación: casi todas las instalaciones que se están planteando en España tienen una potencia eléctrica nominal de 50 MW, que es la máxima permitida por el Régimen Especial. De hecho, es más que probable que, si el marco regulatorio español lo permitiese, la industria tienda a incrementar sustancialmente la potencia nominal de las instalaciones, persiguiendo la optimización económica de cada proyecto en particular y no la del sistema energético en su conjunto, dado que, para una central concreta, un mayor tamaño del bloque de potencia suele implicar una mayor eficiencia y unos menores costes unitarios, tanto de inversión como de operación.

No obstante, es de sobra conocido que la optimización parcial e independiente de los subsistemas no garantiza la optimización del sistema en su conjunto, por lo que, desde una perspectiva más global, no está tan claro si lo conveniente es promover legislación que promueva la implantación de centrales de mayor potencia, o la implantación de centrales incluso de menor tamaño que las actuales, pero que incorporen cogeneración e hibridación con otras tecnologías renovables y sean más congruentes con el sistema energético del futuro, hacia el que se desea evolucionar y que se presiente mucho más distribuido, integrado, eficiente e inteligente que el actual.

Finalmente, no podemos dejar de mencionar otro hecho significativo del modelo de despliegue de las centrales eléctricas termosolares en España: la práctica totalidad de las instalaciones son híbridas. Aunque de forma no demasiado consciente, ni suficientemente útil: hacen uso de la posibilidad legal de emplear, hasta ciertos límites, un combustible auxiliar. Aunque las razones económicas para hacer uso de esta opción son evidentes, no lo son menos las de tipo tecnológico, pues la hibridación facilita la operación estable y previsible de las instalaciones termosolares. A día de hoy, este combustible auxiliar es gas natural en todos los casos, aunque el RD 661 abrió la posibilidad del empleo de biomasa, ampliando el

rango de hibridación, posibilidad que está siendo explorada por numerosas empresas de cara a proyectos futuros que deberían ser potenciados por la Administración.

De nuevo se constata, en el tema de hibridación, como anteriormente se hizo en el tema del tamaño de las centrales, una reproducción por parte de la industria de los patrones de comportamiento tradicionales. Hoy por hoy, es claro que el proceso de desarrollo del sector termosolar se está basando en la reproducción de los esquemas del pasado: generación centralizada en instalaciones de gran capacidad. Para corregir esto, parece conveniente un replanteo del marco regulatorio para tratar de primar y potenciar los conceptos de planta avanzados, anteriormente apuntados.

La termosolar y el sistema energético del futuro

La sustitución de fuentes de energía agotables y contaminantes por fuentes renovables no es la única modificación que está experimentando el sistema energético. Centrándonos en el sistema eléctrico, podemos observar que su estructura es fuertemente centralizada y jerárquica: grandes centrales de generación normalmente alejadas de los puntos de consumo, conectadas con estos a través de un esquema jerárquico de redes de transporte y distribución. Esta estructura es intrínsecamente ineficiente y propicia la insolidaridad, además de plantear problemas de seguridad de suministro.

En efecto, no solo tenemos que tener en cuenta las pérdidas asociadas al transporte y distribución de electricidad a través de grandes redes, sino que la proliferación de grandes instalaciones distantes de los centros de consumo dificulta considerablemente –imposibilita en la mayor parte de los casos– el aprovechamiento del calor residual de los procesos de generación de electricidad, es decir, la cogeneración. Así, el rendimiento global del sistema energético sigue siendo muy bajo, a pesar de las mejoras tecnológicas de las últimas décadas.

La insostenibilidad de esta estructura actual es evidente. El sistema energético necesita evolucionar hacia una nueva estructura, fuertemente descentralizada o distribuida, con aprovechamiento de los recursos energéticos locales y proximidad de los centros de generación a los

puntos de consumo. Esta nueva estructura será más sostenible, solidaria y potencialmente más eficiente, al permitir y propiciar el desarrollo de aplicaciones de cogeneración en sectores tan diversos como la industria, los servicios o incluso el sector residencial.

Este sistema energético futuro debería basarse en el aprovechamiento de recursos energéticos distribuidos, principalmente –pero no exclusivamente– renovables, en la cogeneración y en la hibridación.

La evolución del sistema energético durante los últimos años apunta en esa dirección, aunque la transición está siendo en muchos casos desordenada, está sometida a importantes altibajos y tiene que hacer frente a resistencias considerables. En esta transición coexisten necesariamente mecanismos y esquemas propios del sistema energético tradicional con elementos que propician la evolución del sistema.

El papel del sector termosolar en España en este proceso es reflejo de lo anteriormente expuesto: siendo una tecnología basada en el empleo de una fuente energética renovable y muy distribuida en el territorio, reproduce elementos del sistema tradicional, al desarrollarse principalmente según esquemas centralizados, con los únicos límites que impone la regulación del Régimen Especial. Como se ha señalado, al margen de posibles razones de carácter tecnológico, los principales motivos para que el desarrollo se esté produciendo según estos esquemas son de índole económica y financiera, cuando no de simple inercia mental de los actores principales.

Pero las tecnologías termosolares tienen unas características que las hacen, en mayor o menor medida, idóneas para un sistema eléctrico descentralizado: todas son modulares –unas en mayor medida que otras–, admiten e incluso se ven beneficiadas por la hibridación, y encajan perfectamente en esquemas de cogeneración.

Para que se aproveche este potencial es preciso establecer mecanismos que, como mínimo, dejen de penalizar la innovación –penalización que se produce, de hecho, en el sistema actual al dificultar la financiación de proyectos innovadores. La innovación y la eficiencia deben estar promovidas mediante estímulos y objetivos razonables y reales, con una lógica basada en criterios de sostenibilidad física y no solo económica.

2.1.2 Escenarios analizados

Para la realización del presente estudio nos planteamos la reflexión presentada en el apartado anterior, acerca de cómo el sector termosolar en España está reproduciendo el sistema tradicional, basado en la generación centralizada en instalaciones de gran capacidad, limitadas tan sólo por las restricciones que impone la legislación.

Aunque es evidente que la estructura actual es poco sostenible, la definición del escenario de trabajo para evaluar el potencial en España en el área eléctrica termosolar, fijando como horizonte el año 2020, no puede hacerse de espaldas a esta situación. Por ello, se han establecido los dos escenarios principales de trabajo, el “Escenario tendencial” y el “Escenario de eficiencia”, que se describen a continuación.

Escenario tendencial

El escenario que hemos llamado tendencial es, precisamente, el que reproduce el sistema tradicional, basado en la generación centralizada en instalaciones de gran capacidad, sólo limitadas por la regulación del Régimen Especial.

En este escenario se han considerado instalaciones con una potencia eléctrica nominal de 50 MW, la máxima permitida por el Régimen Especial, ubicadas fuera de los núcleos de población y en terrenos con espacio suficiente para la construcción de grandes instalaciones.

Como se ha señalado, al margen de posibles razones de carácter tecnológico, los principales motivos para que el desarrollo se esté produciendo según estos esquemas son de índole económica y financiera y no de eficiencia y economía del sistema energético en su conjunto.

No obstante, dada la tendencia actual de la industria en esta dirección y el relativamente cercano horizonte temporal de este estudio, este escenario tendencial es el analizado con mayor profundidad y grado de detalle.

Escenario de eficiencia

El escenario de eficiencia se puede definir como el opuesto conceptualmente al tendencial. En este escenario se deberían considerar instalaciones pequeñas, ubicadas dentro –o en las proximidades– de los centros de consumo y con una potencia

eléctrica nominal adaptada, en cada caso, a las necesidades del consumidor.

Un análisis sistemático de este escenario es, desgraciadamente, mucho más complejo que el análisis del escenario tendencial e imposible de abordar en el ámbito de este estudio. La flexibilidad que este escenario presupone en la definición de las centrales multiplica enormemente la casuística a analizar, desde todos los puntos de vista. A esta dificultad, hay que añadir la falta de datos sobre los parámetros técnicos y económicos de las diferentes instalaciones termosolares que mejor se podrían adaptar al escenario.

Aún así, se avanza en este estudio, de forma complementaria, algunos resultados relacionados con este posible escenario de eficiencia y, sobre todo, se deja planteada la necesidad de estudiar este tema en el futuro con el mayor detalle posible, ya que ello proporcionaría una clara perspectiva del verdadero alcance del cambio de sistema que proponemos los autores de este trabajo.

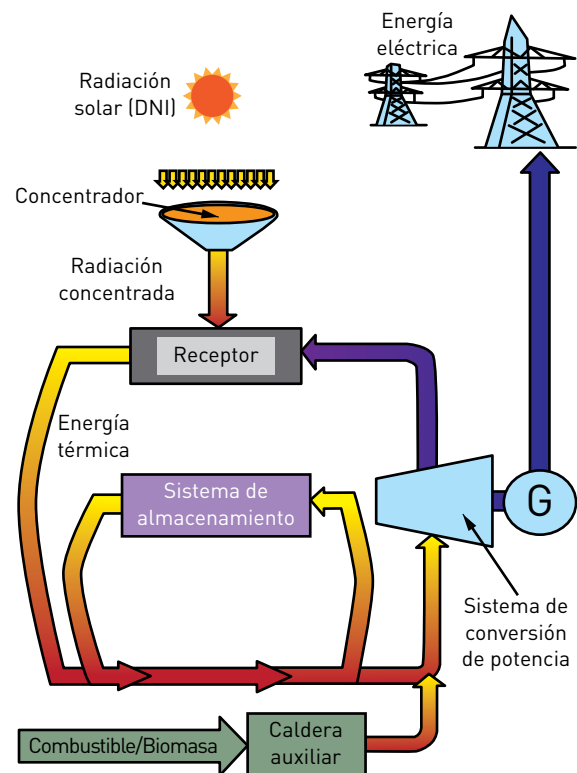
2.2 ESTADO ACTUAL Y PERSPECTIVAS DE FUTURO DE LAS TECNOLOGÍAS TERMOSOLARES

En el presente apartado se describe, brevemente, la tecnología termosolar para producción de energía eléctrica en su conjunto, así como las diferentes opciones tecnológicas existentes. Se proporcionan, también, algunas ideas sobre las perspectivas de futuro de esta tecnología y las principales barreras a las que se enfrenta.

Como se muestra en la Figura 1, una central eléctrica termosolar transforma la radiación solar directa en energía eléctrica, mediante la conversión previa de la energía solar en térmica. En primer lugar, la radiación solar directa es captada en el sistema concentrador, que la lleva sobre la apertura de entrada del sistema receptor, donde es transformada en energía térmica (incremento de entalpía) de un fluido de trabajo, para pasar al bloque de potencia donde dicha energía térmica es transformada en trabajo y éste en energía

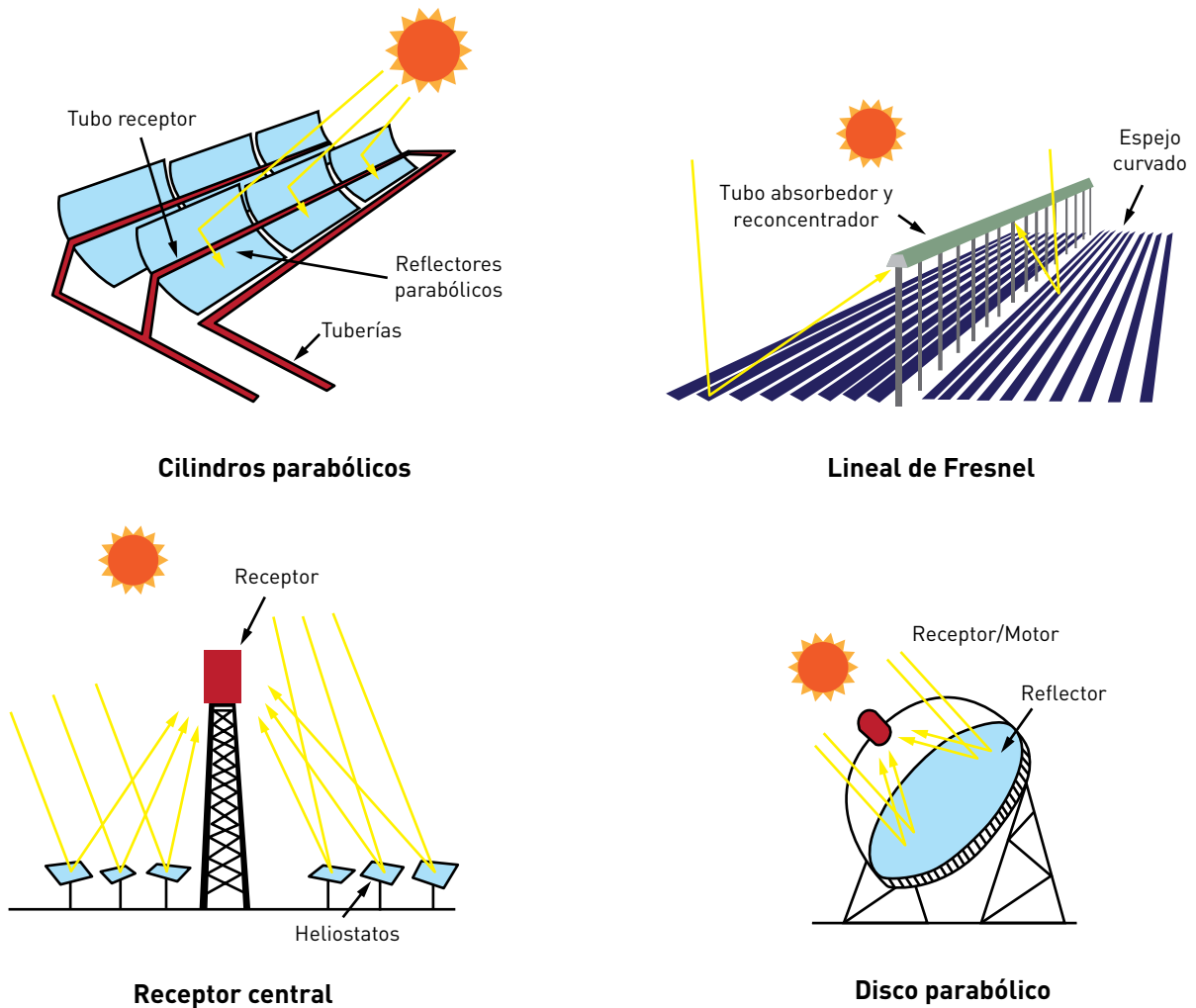
eléctrica. Estos procesos implican la utilización de varios dispositivos que, frecuentemente, incluyen sistemas de intercambio térmico que trabajan con diferentes fluidos. En lugar de convertir de inmediato la energía térmica en eléctrica, también, es posible almacenar, parcial o totalmente, dicha energía térmica para su transformación en eléctrica en un momento posterior. La hibridación de la planta con otra fuente de energía convencional o renovable que aporte su contribución energética de forma alternativa o simultánea a la contribución solar es una solución energética excelente, por la posibilidad de conseguir una completa gestionabilidad de la central.

Figura 1. Esquema de una instalación solar termoeléctrica



Las principales tecnologías de captación de la radiación solar directa son las siguientes: canales parabólicos, concentradores lineales de Fresnel, sistemas de receptor central (torre) y discos parabólicos. Un esquema gráfico de cada una de estas tecnologías se puede ver en la Figura 2:

Figura 2. Configuraciones posibles de las plantas solares térmicas



Aunque no se conoce con exactitud el precio de generación de estas energías, es evidente que los costes de la tecnología eléctrica termosolar están, actualmente, por encima de los de una central de generación eléctrica convencional. Esto es así, sobre todo, porque estas últimas se abastecen de energías muy concentradas, lo que les permite utilizar dispositivos de transformación energética muy compactos, que requieren mucha menos cantidad de material; porque llevan ya mucho tiempo desarrollándose y han tenido tiempo de optimizar sus costes y, finalmente, porque no incorporan los costes ambientales en los que incurren.

El diagnóstico realizado en un estudio promovido por el Banco Mundial [The World Bank, 1999] sitúa el coste directo de capital de una central eléctrica termosolar (CET) entre 2,5 y 3,5 veces el coste de una planta térmica convencional. Además, la electricidad

generada se estima que puede tener un coste entre 2 y 4 veces superior, dependiendo, obviamente, de cómo se hagan las cuentas, de los tiempos de amortización que se consideren, o de si se hacen las correcciones necesarias para tener en cuenta los apoyos públicos que las tecnologías "convencionales" con las que se hace la comparación han recibido en el pasado. No obstante, con independencia de estos importantes detalles, la conclusión a la que llegan todos los estudios realizados hasta la fecha es que es evidente que el potencial de reducción de costes que las tecnologías eléctricas termosolares ofrecen resulta significativo, esperándose que, a medio plazo, los costes de la electricidad generada por medios termosolares alcancen la paridad con los precios de mercado.

Se puede decir que entre las diversas tecnologías existentes para la generación eléctrica mediante

energía solar, únicamente la tecnología de canales parabólicos ha alcanzado cierto grado de madurez en el mercado. Esta tecnología se encuentra además entre las tecnologías renovables con menor coste de producción eléctrica y aspira, a medio plazo, a compararse en términos de rentabilidad con las centrales convencionales de combustibles fósiles de tamaño medio.

Con dos décadas de operación, las plantas de canales parabólicos parecen ser hasta la fecha la opción de mercado más creíble en el marco de las tecnologías de centrales eléctricas termosolares. Así, la gran mayoría de proyectos ejecutados o puestos en marcha en los dos últimos años son de esta tecnología.

Salvo evoluciones tecnológicas imprevistas, la electricidad termosolar y los sistemas termosolares de concentración, en general, parecen tener un papel cierto e importante en el sistema energético del futuro. Este sistema –que hemos catalogado como el del escenario de eficiencia en el capítulo anterior–, a diferencia del actual, será probablemente más descentralizado y diversificado, con una proporción cada vez mayor de energías renovables, más racional, eficiente y solidario. La electricidad termosolar, de carácter 100% renovable, puede aportar, gracias a su capacidad de almacenar la energía térmica o de hibridarse con otras fuentes energéticas –combustibles fósiles o derivados de la biomasa– una buena dosis de la estabilidad que el sistema eléctrico requiere. Naturalmente, estas excelentes expectativas dependen de la consecución de un coste de generación razonable, comparable en términos equitativos; es decir, teniendo en cuenta los beneficios diferenciales de la electricidad termosolar, con otras tecnologías, basadas o no en fuentes energéticas renovables.

Pero, como el sistema energético, las tecnologías termosolares deben también evolucionar y adaptarse. A corto plazo el reto es claro: la reducción de costes es un imperativo para la consolidación del sector. Las medidas de apoyo que han favorecido el desarrollo de la industria termosolar en España y otros países tienden a decrecer y tienen fecha de caducidad; eso a pesar de que acaban de iniciar su desarrollo. El coste de la electricidad generada en las centrales eléctricas termosolares debe tender, lo más rápidamente posible, a igualarse con el de la electricidad “convencional”, que por otra parte va en una clara senda ascendente. Para conseguirlo hay dos vías no necesariamente antagónicas, sino

más bien complementarias: la reducción de costes de materiales y equipos y la mejora del rendimiento de la transformación de energía solar en energía eléctrica.

Aunque, a corto plazo, el mayor esfuerzo se está centrando en conseguir una reducción de costes que permita competir con otras tecnologías, convencionales o no, el futuro de las tecnologías termosolares está en el aprovechamiento de sus características más notables:

- La posibilidad de alcanzar altas temperaturas –y consiguientemente rendimientos elevados– por medio de la concentración solar.
- La capacidad de integrar un sistema de almacenamiento térmico eficiente o de hibridarse con otras fuentes energéticas para garantizar la gobernabilidad de las centrales y facilitar su integración en el sistema eléctrico.
- El carácter esencialmente distribuido del recurso solar y la disponibilidad de tecnologías adecuadas para su aprovechamiento óptimo, también distribuido. Este aprovechamiento óptimo se alcanza en las llamadas instalaciones de cogeneración o trigeneración y debe entenderse de forma integral, ya que la energía se necesita tanto en forma de trabajo (electricidad) como de calor.
- La posibilidad de emplear el potencial para alcanzar altas temperaturas para la realización de procesos químicos orientados a diferentes aplicaciones.

A la vez, debe trabajarse en la reducción de los impactos ambientales de las distintas variantes tecnológicas, en particular la reducción de las necesidades de agua para refrigeración de los ciclos termodinámicos (bloque de potencia de todas las tecnologías termoeléctricas, solares o convencionales) y la sustitución de fluidos térmicos potencialmente contaminantes o peligrosos (como los aceites térmicos empleados en las plantas de canales parabólicos) por otros que no presenten tales inconvenientes.

Centros como la Plataforma Solar de Almería del CIEMAT, el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) o el Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables (CTAER), entre otros, están trabajando en el desarrollo de estas líneas de investigación.

A continuación, en la Tabla 1 se resumen las principales características de cada una de las principales tecnologías eléctricas termosolares.

Tabla 1. Principales características de cada tecnología

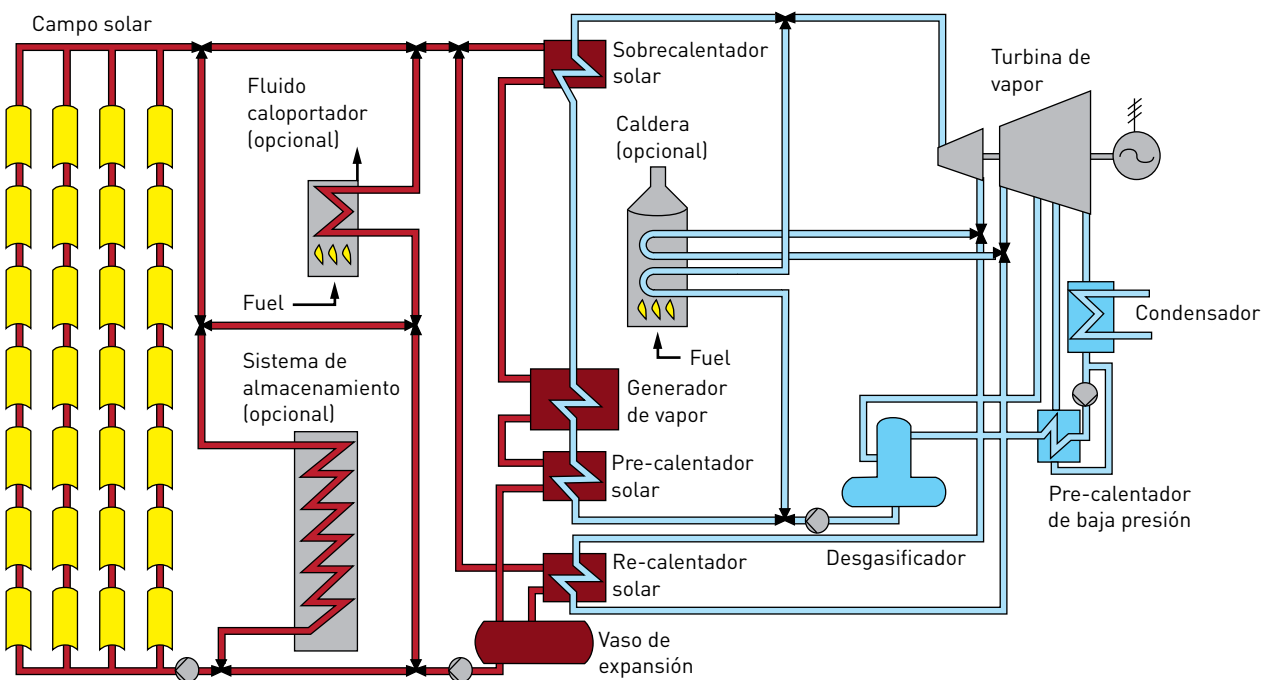
Tecnología	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
Canal parabólico	Plantas de producción eléctricas conectadas a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 80 MWe). Producción de calor de proceso.	Comercialmente disponible. Rendimiento máximo solar-electricidad 21%. Capacidad de hibridación y de almacenamiento.	Temperaturas de operación moderadas (hasta 400 °C) debido a las limitaciones térmicas del aceite térmico utilizado como fluido de trabajo.
Fresnel	Pequeños sistemas de generación en isla o plantas de producción eléctricas conectadas a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 5 MWe). Producción de calor de proceso.	Primeras etapas de su comercialización. Rendimiento, capacidad de hibridación y almacenamiento similar a la tecnología de canales parabólicos.	
Se espera que sus costes unitarios sean menores que los de las otras alternativas.	Temperaturas de operación moderadas: 250°C en generación de vapor saturado y hasta 400 °C para vapor sobrecalentado (no demostrado). Es una tecnología con incertidumbres.		
Receptor central	Plantas de producción eléctricas conectadas a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 20 MWe). Producción de calor de proceso a alta temperatura.	Perspectivas de altos rendimientos a medio plazo (captación solar del 46% a temperaturas de 565 °C e instantáneos solar a eléctrica del 23%); almacenamiento a alta temperatura; hibridación.	Estimaciones de costes de capital escasamente contrastadas.
Disco parabólico	Pequeños sistemas de producción eléctrica con y sin conectar a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 25 kWe).	Altos rendimientos (instantáneos solar a eléctrica en torno al 30%); modularidad; capacidad de hibridación; experiencia operacional.	Los sistemas híbridos tienen una eficiencia de combustión baja y su fiabilidad está aún por demostrar.

2.2.1 Canales parabólicos

Estado actual

Tal como se ha comentado anteriormente, las CETs de tecnología de canal parabólico (CP) son, básicamente, centrales convencionales de turbina de vapor en las que se sustituye el combustible utilizado para generar y sobrecalentar el vapor, por la energía proveniente de la radiación solar. En la Figura 3 se presenta un esquema general de este tipo de plantas, en el que se aprecian claramente el subsistema solar (en rojo) y el convencional (en azul).

Figura 3. Esquema de una planta termosolar genérica



El sistema de captación y concentración de la radiación solar es modular. Está formado por filas de canales parabólicos que siguen al sol en un solo eje, alineadas normalmente en dirección norte-sur. Cada captador consta de un conjunto de espejos de sección recta parabólica y geometría cilíndrica que, apropiadamente alineados y distribuidos, concentran la componente directa de la radiación solar unas 80 veces en un tubo receptor; situado en su eje óptico. Mediante el sistema de seguimiento en un eje, cada captador sigue la trayectoria del sol de este a oeste a lo largo del día.

El sistema de transformación de energía solar a térmica está formado, fundamentalmente, por los tubos receptores, ya mencionados, sobre los que incide la radiación solar concentrada y por los cuales circula un fluido de trabajo que actualmente es, en la mayoría de los casos, un aceite térmico, que absorbe la energía concentrada del sol, calentándose

hasta cerca de 400°C, que es el límite admisible para los aceites sintéticos que se vienen usando hasta la fecha.

El sistema de transformación de energía térmica a eléctrica es, básicamente, un ciclo de turbina de vapor (ciclo Rankine) en el que el aporte de calor se realiza, desde la parte solar, a través de una serie de intercambiadores aceite-agua, que transfieren la energía del aceite térmico del campo solar al agua del ciclo Rankine, consiguiendo su evaporación y sobrecalentamiento.

La naturaleza intermitente de la energía solar hace que, por ejemplo, en España una central eléctrica termosolar (CET) de canal parabólico sin almacenamiento no suele superar las 2.400 horas anuales de operación equivalentes a plena carga. Para incrementar las horas de operación y, por tanto, de producción de electricidad, existen dos posibilidades que se pueden implementar de forma simultánea:

la hibridación con calderas de combustible fósil/biomasa y el almacenamiento térmico.

Gracias al almacenamiento, las CETs son capaces de producir energía tanto en periodos de baja radiación como tras la puesta del sol y más de la que generan las plantas sin almacenamiento; a costa, claro está, de campos solares de mayor tamaño. Aunque las diferentes opciones y características de los sistemas de almacenamiento térmico (SAT) se discuten en otra parte de este informe, la tecnología actual de almacenamiento térmico más madura y que ya está presente en una planta comercial de canales parabólicos es la de tanques de sales fundidas, en los que el aumento de temperatura implica una variación positiva de energía interna, sin cambio de fase (calor sensible).

Esta tecnología de almacenamiento térmico se basa en dos tanques de sales fundidas, uno caliente y otro frío, conectados al fluido de trabajo del campo solar por medio de un intercambiador de calor. Cuando el campo solar proporciona más energía térmica que la necesaria para el ciclo de potencia, se utiliza el exceso para cargar el tanque caliente. Como es lógico, para poder utilizar el SAT

es necesario que el campo esté sobredimensionado respecto del de una planta sin almacenamiento, y que en condiciones de diseño proporcione más energía que la necesaria para su envío al bloque de potencia. De esta forma, se puede contar con capacidades de almacenamiento que pueden superar las 12 horas de trabajo del bloque de potencia a plena carga.

La segunda de las opciones que existen actualmente para ampliar las horas de producción de una CET a lo largo del año es, como se ha comentado, la hibridación. La hibridación consiste, básicamente, en la combinación de la generación térmica mediante energía solar con otras formas de generación, mediante el uso de calderas alimentadas con cualquier combustible, desde gas natural hasta biomasa. Aunque no hay que descartar en un futuro, más o menos próximo, el desarrollo de receptores híbridos en los que, en horas de baja o nula radiación, se puede quemar un combustible adecuado.

A continuación, en la Tabla 2 se resumen las principales características de la tecnología de canal parabólico.

Tabla 2. Tabla resumen de las características principales de la tecnología de canal parabólico

Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
Plantas de producción eléctricas conectadas a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 80 MWe). Producción de calor de proceso.	Comercialmente disponible. Rendimiento máximo solar -electricidad 21%. Capacidad de hibridación y de almacenamiento.	Temperaturas de operación moderadas (hasta 400 °C) debido a las limitaciones térmicas del aceite térmico utilizado como fluido de trabajo.

Líneas de desarrollo

La primera y más inmediata de las líneas de desarrollo de la tecnología de canal parabólico es la generación directa de vapor (GDV), ya ensayada con éxito en el proyecto DISS, desarrollado en la Plataforma Solar de Almería. Las principales ventajas de la generación directa de vapor en los tubos absorbedores son la sustitución del aceite térmico actual –un fluido térmico costoso, inflamable, con temperatura de operación limitada y potencialmente contaminante– por agua, y el empleo de un mismo fluido de trabajo (agua) en el campo solar y en el ciclo de potencia, lo que permite prescindir de los intercambiadores aceite-agua, y operar a temperaturas más altas, con la ganancia en rendimiento

que ambas posibilidades implican. Un punto débil de la tecnología GDV es el almacenamiento térmico, que no parece estar aún suficientemente resuelto con las tecnologías actuales. La operación de todo el campo de captadores solares a mayor presión y temperatura, lo que requiere la adaptación de los actuales tubos absorbedores, y la mayor complejidad del sistema de control, son otros desafíos tecnológicos a tener en cuenta. En Puertollano (Ciudad Real) hay ya un proyecto de demostración de CET de canal parabólico con generación directa de vapor, de 3 MW de potencia eléctrica nominal, que se encuentra en avanzado estado de ejecución y que sin duda permitirá sacar conclusiones sobre el futuro de esta prometedora tecnología.

Desde Italia y Estados Unidos, se plantea el empleo de sales fundidas como fluido de trabajo en el campo solar. Las ventajas de esta opción tecnológica son la posibilidad de operar a mayor temperatura, el empleo del mismo fluido de trabajo en el campo solar y en el sistema de almacenamiento, con la consiguiente eliminación de los intercambiadores aceite-sales, y el hecho de operar con un fluido ambientalmente más benigno que los aceites térmicos actuales. Sin embargo, la necesidad de garantizar que las sales permanezcan en estado líquido en todas las condiciones de operación y a lo largo y ancho de todo el campo de captadores –con sus importantes longitudes de tuberías– puede repercutir en un aumento considerable de los autoconsumos para el caldeo de tuberías, válvulas, bombas, etc. y en un riesgo de roturas de los tubos absorbedores, que son bastante caros. Para solventar algunas de las dificultades mencionadas, se está trabajando en la identificación y obtención de nuevas mezclas de sales, con puntos de congelación más bajos que las empleadas actualmente, así como en el desarrollo de elementos menos sensibles a la congelación de las sales.

Todas las opciones mencionadas requieren, para que su adopción sea técnica y económicamente de interés, del desarrollo de nuevos tubos receptores de baja emisividad, alta absorción y alta durabilidad, capaces de operar a temperaturas superiores a 500 °C.

En cuanto al concentrador en sí, se están explorando líneas de trabajo orientadas a la obtención de superficies reflectantes más económicas que los espejos de vidrio grueso y con prestaciones similares en cuanto a reflectancia y durabilidad a la intemperie. Aunque están apareciendo en el mercado algunas soluciones –sustratos poliméricos con capas reflectantes de plata, planchas de aluminio de alta reflectividad, láminas de aluminio adheridas a sustratos rígidos de fibra de vidrio, etc.– la durabilidad a la intemperie de estos materiales está aún por demostrar. El aumento de la apertura del concentrador, el desarrollo de estructuras más económicas y de fácil instalación y el empleo de nuevos materiales (composites) constituyen otras vías de mejora de la tecnología que están siendo desarrolladas.

En cualquier caso, casi la totalidad de las mejoras mencionadas pueden considerarse “incrementales”

en el sentido de que están orientadas a la obtención de mejoras de rendimiento o reducción de costes de un concepto que está, prácticamente, en su madurez.

2.2.2 Concentradores lineales de Fresnel

Estado actual

Aunque desde los años sesenta se han venido estudiando grandes sistemas de concentradores lineales de Fresnel (CLF) [Francia, 1968], esta tecnología se encuentra todavía en un estadio de desarrollo relativamente incipiente. La tecnología consiste en la utilización de espejos planos (o ligeramente curvados) dispuestos en láminas paralelas, sobre un terreno horizontal, que pueden rotar alrededor de su eje para dirigir los rayos reflejados hacia un receptor tubular fijo situado a una altura superior (ver Figura 4).

Este tipo de concentradores lineales de Fresnel permiten obtener relaciones de concentración de entre 25 y 40 respecto a la superficie del absorbedor, relaciones que se ven incrementadas hasta valores de entre 80 y 130 si se hace el cálculo de la concentración respecto al diámetro del absorbedor. Generalmente, estos sistemas se están proponiendo para la generación directa de vapor de baja temperatura, acoplados directamente a turbinas de vapor. La temperatura de operación ronda habitualmente los 270°C, lo que permite utilizar receptores eficaces y fiables, aunque algunos promotores de esta tecnología pretenden trabajar, a medio plazo, a temperaturas próximas a los 500°C, con el fin de poder acoplar estos sistemas a turbinas de alto rendimiento.

Figura 4. Esquema de un campo solar de captadores lineales de Fresnel con dos líneas de receptores



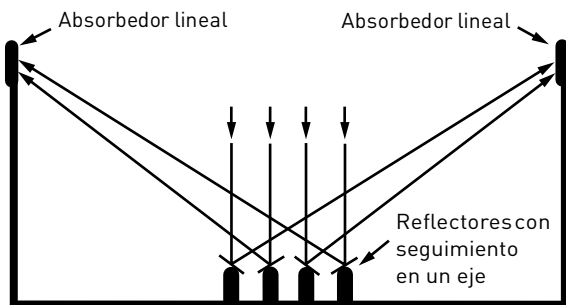
De forma semejante a otras tecnologías, los campos CLF pueden ser utilizados en plantas 100% solares o integrados en plantas térmicas de combustibles fósiles.

Para aplicaciones de producción de electricidad en centrales de potencia superior a 5 MWe se distinguen, básicamente, dos grandes tipos de sistemas dentro de esta tecnología: los sistemas CLF clásicos y los Captadores Compactos Lineales de Fresnel (CCLF). Aunque ambos comparten el mismo principio de funcionamiento y tanto sus geometrías como los tamaños de captador son muy similares, se diferencian principalmente en los siguientes puntos [Morin, 2006]:

- Dimensiones de los espejos.
- Tipo de seguimiento.
- Diseño de receptor (tubo único con concentrador secundario para los CLF y de múltiples tubos sin concentrador secundario para los CCLF).

La tecnología desarrollada por Solar Heat and Power Pty. Ltd. (ahora Areva Solar) es el Concentrador Compacto Lineal de Fresnel (CCLF), patentado por la Universidad de Sydney en 1995. A diferencia de los captadores lineales de Fresnel clásicos, cuyos espejos apuntan a un único receptor lineal, los espejos en la tecnología CCLF tienen la opción de reflejar la radiación solar directa hacia uno u otro de dos receptores, en función de la posición del sol [Mills, 2000], lo que permite minimizar fenómenos de sombras y bloqueos y diseñar campos de captadores muy compactos (Figura 5) y con los receptores colocados a menor altura (inferior a 10 m). De esta forma, se limitan los costes de inversión del terreno (el ratio de cobertura del terreno es de un 66%, frente al 33% de los campos CP [Burbidge, 2000] y se reducen las estructuras de los receptores y la longitud de las tuberías de distribución.

Figura 5. Esquema de un campo de CCLF con filas de reflectores orientadas a distintos receptores para minimizar sombras y bloqueos

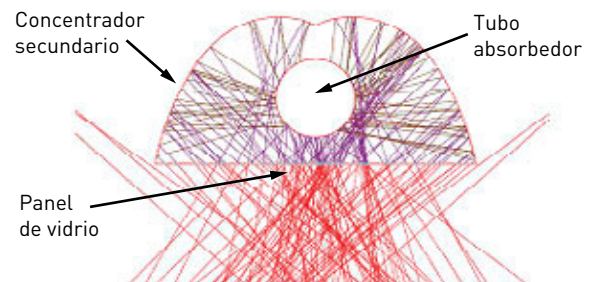


Los receptores de los CCLF usualmente consisten en una decena de tubos de acero paralelos a los reflectores, dispuestos en un plano horizontal y situados dentro de una cavidad cerrada por su parte inferior con una ventana de vidrio. No usan concentradores secundarios, ni tecnología de vacío, lo que abarata el coste del receptor. A diferencia de los CP, un régimen de flujo bifásico estratificado es perfectamente aceptable en el caso de los CCLF, ya que la parte superior del tubo nunca está directamente iluminada.

Figura 6. Tubos receptores de la planta CCLF de Kimberlina



Figura 7. Análisis con trazado de rayos del receptor de Solarmundo [Häberle, 2006]



Una comparación de las dos tecnologías CLF clásica y CCLF concluyó que la madurez técnica y comercial de los CCLF (Figura 6) era más avanzada, aunque estableció también que el receptor con tubo único y reflector secundario (tipo Solarmundo, Figura 7) tenía un rendimiento potencial un 10% más alto [Morin, 2006].

A continuación, como resumen de lo tratado en este apartado, en la Tabla 3 se relacionan las principales características de la tecnología de reflectores de Fresnel.

Tabla 3. Tabla resumen de las características principales de la tecnología de Fresnel

Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
Pequeños sistemas de generación en isla o plantas de producción eléctrica conectadas a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 5 MWe). Producción de calor de proceso.	Primeras etapas de su comercialización. Rendimiento, capacidad de hibridación y almacenamiento similar a la tecnología de canales parabólicos. Se espera que sus costes unitarios sean menores que los de las otras alternativas.	Temperaturas de operación moderadas: 250°C en generación de vapor saturado y hasta 400 °C para vapor sobrecalentado (no demostrado). Es una tecnología con incertidumbres.

Líneas de desarrollo

El principal atractivo de la tecnología de Captadores Lineales de Fresnel reside en su excelente aprovechamiento del terreno y bajo coste potencial, por la utilización de estructuras más ligeras, reflectores más económicos que los costosos espejos de sección recta parabólica y tubos absorbedores más simples, siempre que las temperaturas de operación lo permitan. Su limitada capacidad de concentración supone, sin embargo, una barrera a la obtención de rendimientos altos en la conversión de la energía de la radiación solar a electricidad.

Por ello, las vías de desarrollo más probables de esta tecnología discurren principalmente por el camino de una mayor reducción de costes. Hay dos grandes líneas de desarrollo. Una de las líneas de desarrollo apuesta por un receptor sofisticado, en el que se incluye un espejo reconcentrador, con el propósito de aumentar la capacidad de concentración y obtener una mejora significativa en el rendimiento global de transformación de la energía solar a electricidad al poder operar a mayores temperaturas, a pesar de la merma energética en la transformación de la energía solar a térmica que suponen las pérdidas debidas a las reflexiones adicionales. La otra línea de desarrollo apuesta por conceptos de receptores sencillos, económicos y de fácil mantenimiento, de forma que la reducción de costes así obtenida compense con creces la merma de rendimiento.

Además de las aplicaciones eléctricas, la tecnología de Captadores Lineales de Fresnel está apostando por la especialización en aplicaciones no eléctricas, como la generación de calor de proceso o su empleo como aporte energético a sistemas de refrigeración basados en máquinas de absorción (refrigeración solar). Así, por ejemplo, un sistema

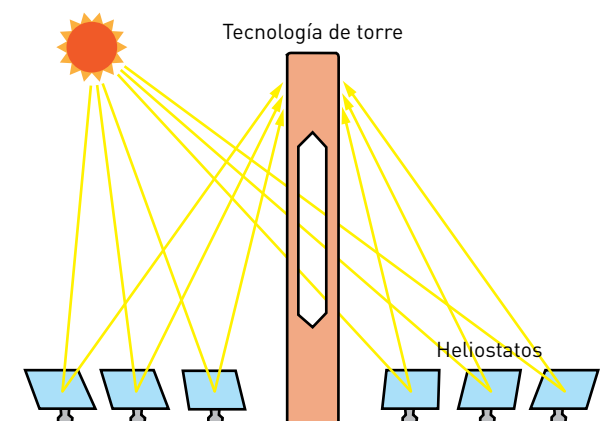
de refrigeración compuesto por una máquina de absorción de doble efecto de 175 kW de potencia frigorífica, alimentada por la energía térmica producida en un campo de concentradores lineales de Fresnel, está funcionando desde 2008 en la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla.

2.2.3 Sistemas de torre

Estado actual

En la tecnología de torre o receptor central, el sistema de concentración de la radiación solar consiste en un campo de heliostatos, formado por superficies reflectoras que, mediante seguimiento en dos ejes, son capaces de proyectar la imagen del Sol sobre la superficie de apertura de un receptor situado, usualmente, en lo alto de una torre, de donde esta tecnología deriva su nombre. En el receptor central tiene lugar la transformación de la radiación solar concentrada en energía térmica, mediante el incremento de entalpía de un fluido de trabajo.

Figura 8. Diagrama esquemático de una central de torre



Fuente: Abengoa

Los helióstatos están compuestos por una superficie reflectante, una estructura que le sirve de soporte y mecanismos que permiten orientarlo adecuadamente. Las superficies reflectantes más empleadas actualmente son de tipo vidrio-metal. El campo de helióstatos en su conjunto es un sistema óptico de foco puntual capaz de alcanzar relaciones de concentración elevadas (500 a 1.000) o muy elevadas (3.000).

El receptor es el elemento que recibe la radiación solar concentrada y la transforma en energía térmica de un fluido de trabajo (que puede ser agua, sales fundidas, aire, etc.) para ser usada en procesos posteriores. Existen numerosas propuestas de receptores solares con diferentes configuraciones y adaptados a distintos fluidos de transferencia térmica. El receptor se coloca a cierta altura sobre el campo de helióstatos, sobre una torre, con el fin de evitar, o al menos reducir, las sombras y los bloqueos entre los helióstatos. El receptor solar representa la parte más crítica de una central de torre desde el punto de vista técnico, al centralizar todo el intercambio de energía radiante de la planta.

Figura 9. PS10 en operación junto a PS20 en construcción



Fuente: Abengoa

Debido a los altos flujos de radiación solar que se alcanzan en el receptor, éste puede trabajar a altas temperaturas, sin excesivas pérdidas térmicas, lo que posibilita su integración en ciclos termodinámicos eficientes. En este sentido, la tecnología de torre permite aspirar a rendimientos de transformación de la energía solar a electricidad elevados (superiores al 25% anual), aunque hasta la fecha los rendimientos anuales demostrados sean, probablemente, inferiores al 16%.

Estas centrales admiten fácilmente el funcionamiento híbrido en una gran variedad de opciones y tienen, también, el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso de almacenamiento térmico. A partir de este almacenamiento, el sistema puede proporcionar energía incluso en condiciones de nubosidad o durante la noche. Actualmente, la solución más utilizada son tanques de almacenamiento de agua/vapor o de sales fundidas, que acumulan parte de la energía captada durante el día para ser transformada en electricidad en otro momento.

En lo que respecta al fluido de trabajo que circula por el receptor central, en los diversos proyectos de demostración que se han llevado a cabo hasta la fecha se han utilizado principalmente cuatro sistemas:

1. Agua-vapor (sobrecalentado o saturado).
2. Sodio líquido.
3. Sales fundidas.
4. Aire.

En el caso de las plantas de torre empleadas para generación eléctrica, además de los subsistemas específicos de la tecnología solar, esto es, campo de helióstatos, receptor y en algunos casos almacenamiento térmico, hay que considerar la parte convencional de una central eléctrica, cuyos elementos principales son el generador de vapor y el bloque de potencia.

El sistema de control es más complejo que el de una planta térmica convencional, ya que además debe integrar todos los subsistemas solares de la central, cuya interacción se complica, sobre todo, en los periodos de arranques, paradas y transitorios, que son los más críticos.

Hasta la fecha, sólo unos pocos proyectos han culminado en la construcción de centrales de torre experimentales o de demostración y únicamente dos en la construcción de centrales de torre de carácter comercial –la PS10 y la PS20, ubicadas en el municipio sevillano de Sanlúcar la Mayor, de las que se hablará, en detalle, más adelante.

El conjunto de experiencias referidas, aunque limitadas, han servido, no obstante, para demostrar la viabilidad técnica de las CETs de torre, cuya tecnología está suficientemente madura para pasar a la etapa comercial, tal y como han demostrado las instalaciones existentes en la Plataforma Solar de Almería o la central de 10 MW Solar One, y como están demostrando la PS10 y la PS20.

En la Tabla 4 se resumen las principales características de la tecnología de torre.

Tabla 4. Tabla resumen de las características principales de la tecnología de receptor central

Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
Plantas de producción eléctricas conectadas a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 20 MWe). Producción de calor de proceso a alta temperatura.	Perspectivas de altos rendimientos a medio plazo (captación solar del 46% a temperaturas de 565 °C e instantáneos solar a eléctrica del 23%); almacenamiento a alta temperatura; hibridación.	Estimaciones de costes de capital escasamente contrastadas.

Líneas de desarrollo

A diferencia de la tecnología de canal parabólico, los sistemas de torre o receptor central presentan una gran variedad de opciones tecnológicas con diferencias sustanciales entre ellas. Baste mencionar que las centrales que actualmente se encuentran en funcionamiento, PS10 y PS20, generan vapor saturado en el receptor a una temperatura inferior a 300 °C, mientras que la central Gemasolar operará con sales fundidas a temperaturas superiores a 500 °C y la instalación experimental de Jülich en Alemania está previsto que llegue a operar a 700 °C con un receptor volumétrico de aire a presión atmosférica.

Por otra parte, estas centrales usan helióstatos de gran superficie (aproximadamente 120 m²) que concentran la radiación solar sobre el receptor instalado en una torre de gran altura, mientras que las soluciones adoptadas por las empresas e-Solar (que ya ha construido una planta de demostración de 5 MW en California) y Brightsource Energy, entre otras, se basan en conceptos modulares, con helióstatos de pequeño tamaño¹ (poco más de 1 m² en el caso de e-Solar) agrupados en torno a varias torres de menor altura que las tradicionales.

A corto plazo, las principales líneas de desarrollo se orientan a la reducción de costes de los componentes –especialmente de los helióstatos, que constituyen una fracción muy importante del coste total de una central de esta tecnología– a la mejora en los diseños de los distintos tipos de receptores mencionados y a la optimización de los sistemas de gestión y control del campo de helióstatos.

El aprovechamiento de esta tecnología de alta concentración para la obtención de altas temperaturas de operación es el gran reto a más largo plazo.

Actualmente, se encuentra en construcción el proyecto Gemasolar, de 17 MW de potencia eléctrica nominal, con 15 horas de capacidad de almacenamiento térmico en sales fundidas. Este proyecto constituye un hito en este sentido, pues operará con sales fundidas en el receptor y en el sistema de almacenamiento a temperaturas en torno a 550 °C, lo que permite, en comparación con las actuales centrales de canal parabólico, reducir considerablemente el volumen de sales requerido para un sistema de almacenamiento, que es de una capacidad térmica similar al de la planta Andasol 1, al trabajar con cerca de 300 °C de diferencia entre los tanques frío y caliente.

En paralelo se desarrollan proyectos y líneas de investigación que exploran alternativas muy diversas: desde los receptores volumétricos presurizados, orientados a la integración de la energía solar en el ciclo Brayton (turbina de gas) de un ciclo combinado, hasta los receptores de partículas sólidas para la generación de hidrógeno en procesos de química solar o para ciclos de vapor super críticos. También se trabaja en el empleo de concentradores secundarios para aumentar la relación de concentración o desplazar el foco desde la zona superior de la torre a su base (concepto SCOT desarrollado en el Weizmann Institute, Israel).

2.2.4 Discos parabólicos

Estado actual

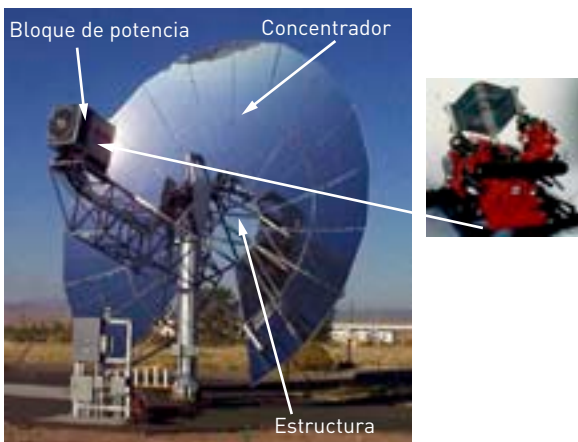
La tecnología de disco parabólico consta, básicamente, de una superficie reflectora, una estructura soporte, un mecanismo de seguimiento en dos ejes (acimut y elevación), un sistema de control y un elemento de transformación de potencia. El disco

¹El concepto de helióstatos de pequeño tamaño fue previamente propuesto y desarrollado en el marco del proyecto SIREC (desarrollo tecnológico para sistemas de receptor central) financiado por el Ministerio de Educación y Ciencia con fondos FEDER (1999-2001)

concentrador es una superficie reflectante de revolución, de sección parabólica, que concentra, en un punto situado en su foco, los rayos solares que inciden perpendiculares al plano de apertura. En dicho foco se coloca el bloque de potencia, cuya entrada está compuesta por el receptor de cavidad, que absorbe la energía solar y la transforma en energía térmica, que acciona un motor Stirling.

El movimiento del motor Stirling lo utiliza un generador eléctrico de inducción para obtener energía eléctrica. Dicha electricidad puede, o bien inyectarse a la red eléctrica, o bien destinarse a consumo directo en alguna aplicación próxima al lugar del emplazamiento. Lógicamente, tanto el disco parabólico, como el bloque de potencia, necesitan de una estructura que, a la vez de sustentarlos en su posición adecuada, realice el seguimiento en dos ejes del disco solar, de forma que la incidencia de los rayos solares sea normal a la superficie de apertura de la parábola en todo momento. La Figura 10 muestra una imagen de los distintos componentes de la tecnología de disco parabólico-motor Stirling.

Figura 10. Componentes del disco parabólico Stirling



WG Associates (10-kWe)

La tecnología de discos parabólicos y motor Stirling tiene el récord de eficiencia de conversión instantánea de energía solar a eléctrica, al conseguir, recientemente, un rendimiento instantáneo del 31,25% [Stirling Energy System (SES)], una vez descontados los autoconsumos.

Durante los últimos años, las mejoras en esta tecnología se han centrado en la reducción de costes tanto de fabricación como de operación y mantenimiento. De manera paralela, también se ha investigado en componentes avanzados, como el receptor de cavidad, el control del disco y las superficies ópticas. Se confía en que la producción en masa facilite la consecución de estos objetivos.

Los discos parabólicos se perfilan como una alternativa interesante para sistemas descentralizados de producción energética. Usualmente, se prefiere el motor de ciclo Stirling por encima de las turbinas de gas tipo Brayton, debido sobre todo a la capacidad del motor Stirling para operar durante largos periodos de tiempo con bajo mantenimiento y a su carácter modular, que permite producciones eléctricas que van desde los pocos kilovatios hasta los megavatios. En general, los sistemas de discos parabólicos alcanzan una relación de concentración media superior a 2.000, unas temperaturas de operación de hasta 800 °C y unos rendimientos anuales (solar a eléctrico) en torno al 24,6%.

Los sistemas de disco Stirling requieren de sistemas de seguimiento de alta precisión y normalmente alto coste. Por lo general, se tiende a maximizar el tamaño por unidad de sistema de seguimiento, con objeto de reducir el coste por unidad de superficie. En contraposición a esta tendencia, sin embargo, Infinia ha desarrollado un motor de pistón libre de sólo 3 kW, al considerarla una alternativa más barata y competitiva.

En la Tabla 5 se presentan las principales características de la tecnología de disco parabólico.

Tabla 5. Tabla resumen de las características principales de la tecnología de disco parabólico

Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
Pequeños sistemas de producción eléctrica con y sin conectar a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 25 kWe).	Altos rendimientos (instantáneos solar a eléctrica en torno al 30%); modularidad; capacidad de hibridación; experiencia operacional.	Los sistemas híbridos tienen una eficiencia de combustión baja y su fiabilidad está aún por demostrar.

Líneas de desarrollo

Los sistemas concentradores de disco parabólico son muy sugerentes por su capacidad de alcanzar las mayores relaciones de concentración y por su modularidad, que los hace fácilmente integrables, tanto en los tradicionales esquemas de generación centralizada, como en los más novedosos de generación distribuida. Hasta ahora, su desarrollo comercial ha estado lastrado por el elevado coste de sus componentes principales –concentrador y motor– y por la relativamente baja disponibilidad, consecuencia principalmente de las necesidades de mantenimiento de los motores. A su vez, parte de estos problemas derivan del reducido número de unidades producidas hasta la fecha, siguiendo procedimientos casi-artesanales. El círculo vicioso a que eso da lugar, habría que transformarlo en un círculo virtuoso, desarrollando las condiciones que faciliten la construcción de un número suficiente de plantas, que justifique un desarrollo industrial de fabricación en serie.

Por ello, los esfuerzos más inmediatos de las principales empresas implicadas en esta tecnología se dirigen, prioritariamente, hacia el desarrollo de procedimientos de fabricación en serie con rigurosos controles de calidad, similares a los que, durante muchos años, se han ido desarrollando en el sector del automóvil, que permitan reducir drásticamente los costes, aumentando, en paralelo, la fiabilidad. Empresas como SES o Infinia (EEUU) y Clean Energy (Suecia), actual propietaria de los derechos del motor SOLO V161, están realizando considerables inversiones para avanzar, decididamente, en este proceso, tanto en lo que se refiere al motor como al concentrador.

A más largo plazo, el desarrollo de capacidades de hibridación o almacenamiento energético se presenta como un claro desafío para esta tecnología, pues gran parte del atractivo de los sistemas termosolares de generación de electricidad –como venimos diciendo repetidamente– reside en su potencial carácter “gestionable”.

2.2.5 Almacenamiento térmico

La posibilidad de contar con un sistema de almacenamiento térmico, al que derivar energía térmica producida en el campo solar, durante las horas de sol, para su posterior utilización, es una de las características diferenciales de las centrales eléctricas termosolares, que facilitan su gobernabilidad, en

un sentido amplio. En las plantas actuales se dispone de sistemas de almacenamiento térmico de distintas características y capacidades (desde los sistemas de doble tanque con sales fundidas de más de 1 GWh de capacidad, en centrales de canal parabólico, como Andasol, o de torre, como Gemasolar, hasta tanques de agua presurizada de unas decenas de MWh, como los utilizados en PS10 o PS20. En el pasado también se trabajó con otros medios (aceite térmico, sodio fundido, etc.) y tecnologías, como la termoclina (tanques estratificados térmicamente), en las plantas de demostración.

Las perspectivas a medio plazo indican que seguirán coexistiendo distintos medios y tecnologías de almacenamiento, adaptadas a las características y condiciones de los fluidos de trabajo utilizados en el campo solar y a los ciclos termodinámicos de conversión de calor en trabajo, ya que no podemos olvidar que el sistema de almacenamiento desempeña su papel de interfase entre ambos.

Así, los sistemas de almacenamiento en forma de calor sensible en sales fundidas parece que seguirán siendo la opción preferida en centrales que empleen, también, sales fundidas como fluido de trabajo en el campo solar, ya sean centrales de canal parabólico o de torre. El desarrollo de tanques de termoclinas parece ser una vía para la simplificación y reducción de costes de estos sistemas. La obtención de mezclas de sales en estado líquido u otros fluidos de características más favorables –punto de congelación más bajo, mayor estabilidad a altas temperaturas– y el desarrollo de componentes –bombas, válvulas, etc.– menos sensibles que los actuales a la solidificación de las sales son otras vías de mejora de esta tecnología.

El almacenamiento en forma de calor sensible en materiales sólidos se presenta como una alternativa interesante para sistemas que emplean fluidos de trabajo como aire o aceite térmico. Ya se han desarrollado proyectos de demostración a escala piloto que emplean hormigón como medio de almacenamiento. Frente a las sales fundidas, el almacenamiento en medios sólidos parece presentar un potencial importante de reducción de costes y de simplificación de los sistemas.

Pero el almacenamiento en calor sensible no es una opción eficiente para las centrales que generan vapor directamente en el campo solar. Para éstas se trabaja en el desarrollo de sistemas de almacenamiento térmico con cambio de fase (calor latente) de tipo modular. Ya se han desarrollado algunos

proyectos a escala piloto (centenas de kilovatios), pero se necesitarán progresos importantes en la identificación de materiales con mejores características que los actuales –sobre todo en lo que se refiere a conductividad térmica– para hacer que ésta sea una opción viable en el área termosolar.

Finalmente, aunque aún lejos del umbral de la comercialización, no podemos dejar de mencionar los sistemas de almacenamiento termoquímico, basados en reacciones químicas reversibles con un fuerte carácter endotérmico en el sentido de carga, o la síntesis solar de combustibles como el hidrógeno, o el carburo de silicio y de calcio. Estos sistemas, al desacoplar totalmente en el tiempo la carga del sistema de almacenamiento y la utilización de la energía en éste contenida, podrían ser los más adecuados para el desarrollo de sistemas de almacenamiento energético a largo plazo en las centrales eléctricas termosolares.

2.2.6 Hibridación

La hibridación con otras fuentes de energía térmica, sean combustibles fósiles como el gas natural o renovables como la biomasa, es el camino más evidente para asegurar la gobernabilidad de una central eléctrica termosolar. Casi todas las centrales actuales son híbridas, en mayor o menor medida, efectuándose en el ciclo Rankine el aporte de la energía térmica procedente de una combustión. En el caso de los ciclos combinados híbridos que se construyen en el norte de África, es la energía térmica procedente del campo solar la que se integra en el ciclo Rankine convencional, como aporte en la caldera de recuperación.

Parecen ser dos los grandes retos para la hibridación. El más inmediato es la hibridación con combustibles procedentes de la biomasa en un ciclo de Rankine, empleando calderas similares a las usadas en las centrales térmicas de biomasa, o calderas de gas, cuando el combustible procede de la gasificación de biomasa. El principal atractivo de estas opciones reside en la posibilidad de disponer de centrales de generación eléctrica 100% renovables y 100% gobernables. El segundo reto, a más largo plazo, consiste en la integración de la energía solar en ciclos termodinámicos de alta temperatura, aprovechando el alto potencial exergético de la radiación solar. Aunque existen ya algunas propuestas comerciales o pre-comerciales en este sentido, como la de la empresa israelí Aora Solar, queda un largo camino por recorrer en el desarrollo de componentes, como receptores de aire o concentradores secundarios

para centrales de torre, que permitan realizar esta integración con alto rendimiento y fiabilidad.

Una opción de hibridación que quizás fuese conveniente explorar son los “receptores híbridos”. Se trata de receptores solares “convencionales” que incorporan quemadores en su parte posterior (la oculta a la radiación solar) que entrarían en funcionamiento cuando el sistema de control lo determine, teniendo en cuenta las condiciones de salida del fluido de trabajo. Esta configuración podría mejorar el comportamiento termomecánico de los receptores y facilitaría el funcionamiento de los sistemas eléctricos termosolares en momentos del día con niveles de radiación cambiantes.

2.2.7 Barreras

Todo cambio o proceso innovador ha de enfrentarse y superar una serie de barreras para poder introducirse en el mercado y la sociedad de manera efectiva y pasar de ser algo anecdótico a ser parte de la realidad cotidiana. La tecnología solar termoeléctrica no es una excepción, en este sentido. A continuación se identifican algunas de las barreras a las que se enfrentan actualmente las tecnologías eléctricas termosolares, y que han de irse superando, si queremos que dichas tecnologías desarrollen todo su potencial en España.

Hay muchos y diferentes tipos de barreras. En líneas generales, éstas pueden agruparse en los siguientes grupos:

- Tecnológicas.
- Económicas.
- Relacionadas con el mercado.
- Relacionadas con aspectos legislativos.

Barreras tecnológicas

A lo largo del presente estudio se analizan en profundidad las diferentes restricciones geográficas que impone la tecnología, tales como la necesidad de emplazamientos con un alto nivel de radiación, con disponibilidad de agua, preferiblemente en áreas geográficas planas y con una red eléctrica cercana, para disponer de un punto de evacuación, donde poder verter la electricidad generada.

No obstante, es conveniente analizar aquí en profundidad una serie de condicionantes tecnológicos que se han de tener en cuenta en el análisis de la tecnología termoeléctrica y que se tratan en los siguientes puntos:

Evacuación eléctrica

Un problema común a cualquiera de los diferentes tipos de centrales termoeléctricas que se están considerando en el estudio, es la necesidad de establecer un punto de evacuación a la red de distribución de la energía eléctrica producida.

En cualquiera de los posibles casos que se puedan presentar, hay que tener en cuenta que el procedimiento a seguir sería siempre el mismo:

- Analizar las líneas y subestaciones que existen en las proximidades de la central con objeto de determinar, en función de la potencia a evacuar, cuál podría ser el punto de evacuación más adecuado.
- Consultar con el operador de la red de la zona de evacuación cuáles serían las posibilidades de conexión para realizar la misma.

En el caso de las centrales cuya potencia eléctrica producida permita su evacuación en líneas de Media Tensión (20 kV), los posibles condicionantes de evacuación, y los costos derivados de la misma, no deberían presentar una problemática especial.

Sin embargo, en el caso de las centrales termoeléctricas de 50 MW, la elevada potencia de conexión obliga a que los niveles de tensión a los que se realice la evacuación se tengan que realizar a tensiones entre los 66 kV y los 220 kV, con el condicionante y complejidad añadidos de que, además del coste de la subestación de la planta, se deba contemplar la ejecución de una línea de evacuación y la posible ampliación, modificación o construcción de una subestación de compañía.

En estos casos, es necesario abordar, además de la tramitación de la propia central y en paralelo con la misma, la tramitación de la línea de evacuación y de la subestación donde se establezca el punto de conexión. Esta circunstancia determina la necesidad de ordenar los criterios bajo los que se debe realizar la evacuación de las centrales termoeléctricas.

En este sentido, la línea de trabajo a seguir podría ser la misma que se ha seguido ya en algunas Comunidades Autónomas para ordenar la evacuación de los parques eólicos. En estos casos, en las zonas en las que se ha presentado esta problemática, se ha obligado a los diferentes promotores a abordar la evacuación de los parques de forma coordinada, con el objeto de racionalizar y simplificar las condiciones de la evacuación eléctrica de la potencia generada por los mismos.

De esta forma, se ha conseguido no solo que la tramitación y ordenación de las infraestructuras se realice de forma más eficiente, sino que, además,

los costes asociados a las mismas sean asumidos de forma mancomunada entre los diferentes promotores, con una disminución notable de dichos costes frente a si los mismos hubiesen sido abordados de forma independiente por cada uno de ellos.

Uso del agua

En las centrales termoeléctricas en las que la obtención de la energía eléctrica se obtiene a partir de una turbina de vapor es necesario prever una fuente de suministro de agua para la torre de refrigeración, con unos valores similares a los de las plantas térmicas convencionales, del orden de 3,6 litros por kWh eléctrico.

En este sentido, la problemática que se puede plantear es parecida a la que se ha señalado para la evacuación eléctrica, con las diferencias lógicas entre una y otra, que se resumen en los siguientes puntos:

- En este caso aparece un nuevo factor determinado por el hecho de que España es un país que está sometido a un ciclo de sequías que determinan y condicionan la disponibilidad y el uso de agua en determinadas zonas.
- La regulación del uso y la disposición de este recurso es competencia de las correspondientes confederaciones hidrográficas o de los organismos estatales y/o autonómicos que al efecto tengan las competencias.

En la mayoría de los casos, solamente hay disponibilidad de agua cuando la obtención de la misma se realiza directamente desde los cauces de los ríos, con capacidad suficiente para ello, y estando muy limitada la obtención de la misma cuando ésta es de recursos hídricos subterráneos o de embalses.

Parece lógico que cuando sea necesario ejecutar infraestructuras para garantizar el consumo de agua a las centrales termosolares, las administraciones obliguen/fuercen a los promotores a que coordinen sus esfuerzos a la hora de planificar, diseñar, tramitar, y construir de forma conjunta, ordenada y mancomunada dichas infraestructuras, al igual que, con evidente éxito, se está haciendo con la evacuación eléctrica. De esta manera se consigue minimizar, por un lado, el esfuerzo inversor a realizar y, por otro, todos los procesos asociados a su tramitación y construcción.

Barreras económicas

Dentro de las barreras económicas a las que se enfrentan las tecnologías solares termoeléctricas,

quizás la más importante sea el alto coste de la inversión inicial. Aunque el recurso solar es abundante, ilimitado y gratuito, las inversiones iniciales requeridas para poder promover, diseñar, construir y finalmente explotar las plantas eléctricas termosolares, son cuantiosas.

Entre los costes financieros hemos de incluir el coste del riesgo tecnológico. La incertidumbre tecnológica asociada a cualquier tecnología nueva, se evalúa como riesgo, se cuantifica y finalmente se "costea". Esta incertidumbre tecnológica es más acusada, en el caso de la energía eléctrica termosolar, debido a la gran variedad de opciones tecnológicas disponibles y las constantes innovaciones y mejoras que están teniendo lugar en estos momentos. Para paliar el riesgo de la incertidumbre tecnológica y los costes asociados a la misma se ha creado en AENOR el subcomité AEN/CTN 206/SC "Sistemas de Energía Solar Termoeléctrica" cuyo campo de actividad es la normalización de componentes, equipos, instalaciones, medida del recurso y servicios que afecten al aprovechamiento eléctrico de la energía solar térmica concentrada.

A las barreras económicas descritas anteriormente, hemos de añadir el hecho de que los proyectos solares termoeléctricos se ven afectados por un proceso de concesión de permisos largo y tedioso que al final redundará en un mayor coste del propio proyecto

Barreras relacionadas con el mercado

Los mecanismos bajo los que se rige el mercado energético son complejos. Hoy día nadie duda de la estrecha vinculación que existe entre energía y economía. Además, el impacto que tienen los procesos de producción energética en el medio ambiente no pasa desapercibido. Sin embargo, a pesar de la existencia de dicho impacto y de sus variaciones en magnitud, dependiendo del proceso mediante el cual la energía es generada, actualmente la valoración económica de dicho impacto no está recogida en el precio final de la energía, lo que desvirtúa no solo el mercado energético "libre" sino que dificulta e incluso imposibilita un uso eficiente, justo y equitativo de los recursos naturales disponibles.

Este fallo en el mercado que se conoce como costes externos de la energía o externalidades, ha sido analizado en numerosas ocasiones, sin que hasta la fecha se haya desarrollado un mecanismo eficiente que ayude a incorporar las externalidades a los costos intrínsecos de cada energía. Una de las formas de paliar este equilibrio es mediante un sistema de primas o ayudas a las energías renovables equiparable

a las ayudas que han disfrutado y disfrutan directa o indirectamente las otras fuentes energéticas existentes. Estas ayudas tienen como objetivo facilitar y acelerar la inserción de nuevas fuentes de energía en el contexto del mercado energético, lo que a corto o medio plazo se traducirá en un mercado energético más diverso, completo y competitivo.

Barreras relacionadas con aspectos legislativos

El marco regulatorio actual ha contribuido de manera eficaz a que en España se desarrolle de una manera ejemplar la energía solar termoeléctrica. Actualmente, España es el país con mayor dinamismo en este sector. A día de hoy, se encuentran ya operativas un total de 10 plantas termosolares (432,4 MW), a las que se suman 15 proyectos más (688 MW) en avanzada construcción. Dicha cifra aumenta hasta alcanzar los 2.400 MW en el total de los proyectos planificados y ya asignados para su construcción hasta el año 2013. Al calor de los proyectos de construcción de centrales, se ha creado una prestigiosa industria termosolar, que hoy lidera el sector dentro y fuera de nuestras fronteras contando con un alto prestigio a nivel internacional.

La legislación relativa a las tecnologías eléctricas termosolares en España está, fundamentalmente, contenida en dos documentos básicos: el Real Decreto 436/2004 y el Real Decreto 661/2007.

Hay al menos tres aspectos de la legislación que han tenido y tienen un fuerte impacto en la elección de la tecnología eléctrica termosolar a emplear en un proyecto:

- El primer aspecto está relacionado con la limitación, inicialmente a 500 MW, de la potencia total instalada. Este límite ha dado lugar a "una carrera", entre las empresas por instalar la mayor potencia posible en el menor tiempo posible, y es en cierto sentido responsable, junto con el estado tecnológico en que se encontraban las diferentes tecnologías termosolares, del hecho de que hoy en día en España, lejos de existir una gran diversidad tecnológica entre los proyectos comerciales, la gran mayoría de los proyectos, tanto en funcionamiento como en construcción sean de tecnología de canal parabólico.
- El segundo aspecto es el relacionado con el tamaño de las centrales. La legislación actual limita, en la práctica, el tamaño máximo de las mismas a 50 MW, ya que las primas previstas para las plantas que excedan de dicho tamaño son muy inferiores a las previstas para las plantas que no lo excedan.

- El tercer aspecto está relacionado con la limitación en el uso de combustibles fósiles. La legislación contempla la posibilidad de hibridación de las centrales. Aunque, aquellas que deseen acogerse a las primas más sustanciales de entre las previstas, tienen limitada por ley la hibridación a un 12%, en el caso de que deseen recibir una prima constante al kWh producido a lo largo del año, y a un 15% en el caso de aquellas que decidan acudir al mercado.

2.3 SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS DE LAS CETS

2.3.1 Introducción

La electricidad termosolar vive un momento crucial. Por fin se ha producido el despegue a nivel comercial, pero de momento éste sólo es significativo en España, aunque haya señales positivas en otras partes del mundo, como Estados Unidos, norte de África, o Australia. A corto plazo deben resolverse aún muchas incógnitas, especialmente las que tienen que ver con los mecanismos de apoyo apropiados que faciliten el desarrollo continuado de las tecnologías termosolares.

Si miramos un poco más lejos, ¿cuál es el futuro de las diferentes tecnologías que se agrupan bajo el “paraguas termosolar”? La respuesta parece clara: salvo evoluciones tecnológicas imprevistas, la electricidad termosolar y los sistemas termosolares de concentración en general parecen tener un papel cierto e importante en el sistema energético del futuro. Este sistema, a diferencia del actual, será probablemente más descentralizado y diversificado, con una proporción cada vez mayor de energías renovables, más racional, eficiente y solidario. La electricidad termosolar, de carácter 100% renovable, puede aportar, gracias a su capacidad de almacenar la energía térmica o de hibridarse con otras fuentes energéticas –combustibles fósiles o derivados de la biomasa– una dosis de la estabilidad que el sistema eléctrico requiere. Naturalmente, estas excelentes expectativas dependen de la consecución de un coste de generación razonable, comparable en términos equitativos –es decir, teniendo en cuenta los beneficios diferenciales de la electricidad termosolar– con otras tecnologías, basadas o no en fuentes energéticas renovables.

Pero, como el sistema energético, también las tecnologías termosolares deben evolucionar y adaptarse, como se ha comentado anteriormente, a corto plazo el reto es claro: la reducción de costes es un imperativo para el afianzamiento del sector.

La actual situación de mercado de las tecnologías termosolares se ve principalmente influenciada por las diversas posturas políticas y planes de incentivos promovidos por los diferentes países. Los gobiernos muestran su interés hacia la evolución y desarrollo de las mismas, cada uno a partir de sus propios procedimientos. Esto hace que la evolución del sector se concentre en aquellos países cuyas ofertas se consideren más atractivas, dado que el riesgo de inversión disminuye y las posibilidades de éxito aumentan, algo esencial en los tiempos de recesión económica que estamos viviendo.

Últimamente, está resultando un inconveniente importante para el desarrollo de las plantas termosolares la oposición que están mostrando las grandes empresas del sector eléctrico –sobre todo en España– que observan cómo su “negocio de venta de kWh” está en riesgo y, aunque también intervienen en el sector, por el momento no lo controlan suficientemente para sus intereses económicos. Además, ejercen su poder en los medios de comunicación para poner a la opinión pública –y, de paso, a los poderes institucionales– en contra de las tecnologías renovables en general y de la termosolar en particular.

Otro factor esencial es, obviamente, el potencial de recurso solar de la zona en la cual se proyecta la construcción de una central de estas características. Normalmente, estas iniciativas se focalizan en regiones con una irradiación normal directa (IDN) promedio de más de 1.750 kWh/m² al año [Gener, 2008]. En algunas partes del mundo, como por ejemplo en EEUU, se pueden llegar a alcanzar valores de hasta 2.500 kWh/m².

Por eso, la combinación de estas condiciones económicas junto con la calidad del recurso solar disponible, supone el paso básico en la toma de decisiones a la hora de invertir en estas tecnologías.

Ya a fecha de 2009, los proyectos de CETs propuestos en sus diferentes niveles de desarrollo existentes a nivel mundial sumaban un total de 23 GW. La evolución positiva de estos proyectos depende de tres factores principales: viabilidad tecnológica, financiación y cadena de suministro. Pero todo esto, a su vez, está en manos de elementos externos del mercado como el

precio del gas natural y el coste de las emisiones de CO₂. La situación, por lo tanto, se encuentra ligeramente guiada por la competencia entre los diferentes actores del sector [Emerging Energy Research, 2009].

El sol es la fuente de energía renovable de mayor potencial a nivel mundial, con áreas de grandes niveles de radiación en zonas de elevado consumo eléctrico como el sur de Europa, el oeste de Estados Unidos, Emiratos Árabes y amplias zonas en China, India, Australia, América del Sur y Central, Sudáfrica. Si unimos esta circunstancia al hecho de que haya sido en el sur de España y en el suroeste de Estados Unidos donde se han mantenido las dos instalaciones de I+D más significativas (la Plataforma Solar de Almería y el Sandía National Laboratories) se comprende que sea en estas zonas del mundo donde ha empezado el despliegue comercial de las plantas termosolares. Asimismo, amplias zonas desérticas del planeta se encuentran a menos de 3.000 km de las áreas donde se produce el consumo del 95% de la energía eléctrica a nivel mundial. En particular el desierto del Sahara y el Oriente Medio se encuentran muy cerca de Europa y de áreas muy pobladas de países en los que la electricidad termosolar podría constituirse como un oportuno catalizador para su desarrollo.

Las centrales termosolares constituyen la forma de generación eléctrica con mayores ventajas, tanto para los sistemas eléctricos de países industrializados como para las redes eléctricas débiles, por la estabilidad que aportan a la red, dada la gran inercia de los equipos de generación, así como por las características de gestionabilidad y programabilidad que les puede proporcionar el almacenamiento térmico y sus posibilidades de hibridación con biomasa o gas natural.

Las centrales termosolares pueden diseñarse para cubrir el amplio abanico de necesidades que va desde la carga base a cargas pico, y también para desempeñar una función intermedia entre una y otra, modulando adecuadamente el tamaño del sistema de almacenamiento térmico, por lo que resultan, sin duda, la solución más adecuada y sostenible para cualquier necesidad de los sistemas eléctricos de los distintos países sea cual sea su perfil o necesidad.

Las perspectivas de reducción de costes tras esta primera generación de plantas que se están instalando en España son también muy prometedoras esperándose importantes incrementos de eficiencia con los futuros diseños así como descensos tanto en las inversiones requeridas como en el precio del

kilovatio hora generado, de forma que antes de 2020 pueda llegarse a alcanzar la competitividad con las tecnologías de generación basadas en combustibles fósiles.

Por todo ello, el futuro de estas tecnologías se presenta especialmente atractivo previéndose un importante despliegue en las zonas soleadas del planeta y una consolidación de la tendencia actual en España en los próximos años.

2.3.2 Contexto español

En agosto de 2005 el gobierno aprobó el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER) que supuso una revisión del plan vigente hasta esos momentos.

Con esa revisión se trató de mantener el compromiso de cubrir con energías renovables el 12% del consumo de energía primaria, así como incorporar otros dos objetivos indicativos: 30,3% de generación eléctrica con renovables y 5,83% de biocarburantes en transporte para el año 2010.

Respecto al anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables, aprobado en 1999, el PER revisaba al alza los objetivos de potencia eólica instalada, de potencia fotovoltaica, de energía solar termoeléctrica y de producción de biocarburantes para el año 2010 y diseñaba un amplio paquete de medidas e instrumentos para garantizar el cumplimiento de sus objetivos y dinamizar el mercado de las energías renovables.

El PER 2005-2010 contemplaba unas inversiones totales durante su ejecución del orden de 23.600 millones de euros, unas ayudas públicas a la inversión de 681 millones de euros, unos incentivos fiscales de 2.855 millones y unas primas a la generación de electricidad por valor de 4.956 millones de euros durante todo el periodo.

Entre otros efectos positivos del PER, se estimó que el incremento de energías renovables previsto en el plan evitará un volumen acumulado de al menos 77 millones de toneladas de CO₂ en el periodo 2005-2010 [IDAE].

A finales de 2010 habrá una potencia termosolar instalada en España superior a 800 MW y un conjunto de centrales en construcción con las que se alcanzará la cifra de 2.340 MW en 2013 en base a las inscripciones del Registro de Preasignación de Retribución, publicado a finales de 2009 de acuerdo con lo establecido en el RDL 6/2009.

Las previsiones hasta 2020 están pendientes de la publicación del Plan de Energías Renovables con ese horizonte. Aunque, teniendo en cuenta los compromisos de España de alcanzar una estructura de generación con un 42% de contribución de las renovables en términos de generación de electricidad para dicha fecha, cabría esperar una potencia instalada de centrales termosolares superior a 10.000 MW, teniendo en cuenta sus características diferenciales de estabilidad de red y de gobernabilidad frente a otras tecnologías renovables consideradas "fluyentes". Se podría considerar como un horizonte deseable y asumible el de 20.000 MW en centrales termosolares.

En el caso de que se reforzasen las conexiones para los intercambios eléctricos con Europa a través de Francia y de que se hubiesen establecido las condiciones regulatorias operativas para que los países con dificultades para alcanzar sus objetivos vinculantes en 2020 pudiesen hacer un uso extensivo de los mecanismos de flexibilidad, España podría ofrecer el establecimiento de mucha mayor

potencia instalada termosolar en su territorio, ya que las primas para la generación serían asumidas por esos países, de acuerdo con la directiva europea correspondiente.

Por otra parte, a pesar de que Alemania siempre ha estado a la cabeza de la investigación (junto a España y Estados Unidos) y desarrollo de las energías limpias, España se ha adelantado con la solar termoeléctrica debido principalmente a dos recursos imprescindibles: el intenso recurso solar y los terrenos disponibles [EUREC Agency, 2005].

En España, tras la numerosa recepción de solicitudes recibidas para la pre-asignación de centrales termosolares, que superó los 3 GW de potencia instalada, el Consejo de Ministros aprobó y adjudicó a fecha de enero de 2010 un total de 2.040 MW de potencia instalada en centrales solares termoeléctricas para ser construidas para el período comprendido entre 2010 y 2013, con el cronograma mostrado en la Tabla 6.

Tabla 6. Cronograma previsto por el Consejo de Ministros para la construcción de nuevas plantas termosolares

Año	Distribución anual (MW)					Estimaciones anuales futuras (MW)			
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Potencia			11	0	350	500	500	500	540

En cuanto a la evolución de las tecnologías eléctricas termosolares a nivel mundial, España es, en estos momentos, el país en el que existe un mayor grado de actividad. Así, de los 456 MW de centrales de este tipo que se han construido en el mundo en los últimos 5 años y están actualmente operativas y produciendo electricidad de origen solar, el 82% (381 MW) se encuentran localizadas en España y el 97% (445 MW) corresponden a centrales ubicadas en nuestro país y/o que han sido construidas por empresas españolas.

A continuación se describen los diferentes proyectos existentes en España, presentando en primer lugar aquellos que ya han sido ejecutados y se encuentran en operación y en segundo lugar los proyectos que todavía se encuentran en desarrollo.

Proyectos ejecutados

Andasol 1 y 2

La planta termosolar Andasol 1, que comenzó a funcionar en noviembre de 2008, fue la primera central

de tecnología de canal parabólico puesta en operación a nivel comercial en España y la tercera del mundo por detrás de las SEGS y Nevada Solar One.

El proyecto completo Andasol engloba un total de 7 plantas. De estas 7 plantas, Andasol 1 y Andasol 2 ya se encuentran operativas, y Andasol 3 se encuentran en avanzada construcción. Todas ellas tienen las mismas características, 50 MW de potencia nominal y 510.000 m² aproximados de superficie ocupada. Además incorporan un sistema de almacenamiento de 7,5 horas basado en dos tanques de sales fundidas.

Los captadores instalados son del tipo Eurotrough SKAL-ET 150: los espejos incorporados son de Flabeg y los tubos absorbedores instalados han sido fabricados tanto por SCHOTT como por SOLEL. El fluido caloportador utilizado es el DOWTHERM A, el mismo que se utilizó en la planta Nevada Solar One, desarrollado por la empresa norteamericana DOW. La turbina usada en el bloque de potencia es una Siemens SST-700RH de 50 MW de potencia.

Dentro de la planta termosolar de Andasol 1 existen, además, dos módulos de captadores de prueba: uno de 600 m de longitud del captador Senertrough 1, desarrollado por SENER, y otro de tan solo 12 m de la segunda generación del mismo, el Senertrough 2 [Schiel, 2007] [Geyer, 2006].

Se espera que cada una de estas plantas consiga producir más de 181 GW de electricidad al año, funcionando 3.644 horas a plena carga y con la ayuda de una caldera de apoyo de 30 MWt.

Puertollano

La segunda central termosolar de tecnología de canal parabólico en entrar en operación en España, inaugurada el 8 de mayo de 2009, es la promovida por Ibersol (Iberdrola) en Puertollano, Ciudad Real. Esta central tiene una potencia nominal de 50 MW y es la primera en funcionar en Castilla-La Mancha.

Los captadores utilizados en Puertollano son el modelo Eurotrough ET 150. Su tecnología e ingeniería han sido desarrolladas por Abengoa/Inabensa (compañía perteneciente a Abengoa con gran experiencia en instalaciones solares), Flabeg Solar International GmbH y Schlaich Bergermann & Partner (SBP). Los tubos absorbedores incorporados son del tipo UVAC, diseñados por Solel.

Se estima que su producción anual se situará en torno a los 114 GWh gracias a sus 290.000 m² de superficie total de captación [Iberdrola Energías Renovables].

Alvarado I (La Risca)

La planta de Alvarado I (La Risca) es la primera planta comercial puesta en operación por Acciona Solar en España. Esta planta, de 50 MW de potencia instalada, está ubicada en Alvarado (Badajoz).

La central termosolar de Alvarado I se extiende por una superficie de 130 hectáreas y cuenta con 768 captadores solares de tipo SGX-3, de Solargenix. Este captador ha sido creado a partir de espejos suministrados por FLABEG y GUARDIAN, que se acomodan en una estructura propia diseñada por Acciona.

Los tubos absorbedores utilizados han sido suministrados por SCHOTT y la turbina por SIEMENS. Su diseño no incorpora sistema de almacenamiento [Fundación para estudios sobre la energía, 2009].

Alvarado I producirá al año 102 GWh, suficientes para abastecer las necesidades de electricidad de 28.000 hogares. Esto evitará anualmente la emisión de 98.000 toneladas de CO₂.

Extresol I

La planta Extresol I ha sido promovida por ACS Cobra y Sener, y comenzó su operación en 2009. Está localizada en Torre de Miguel Sesmero (Badajoz) y tiene una potencia de 50 MW.

La superficie de captación abarcada por esta planta alcanza un total de 510.000 m², gracias a 624 captadores de canal parabólico dispuestos a lo largo del terreno en filas. Extresol I cuenta además con un almacenamiento de sales en dos tanques para un total de 7,5 horas.

La electricidad entregada a la red por esta planta alimentará a un total aproximado de 30.000 hogares, consiguiendo evitar la evacuación a la atmósfera de 149.000 toneladas de CO₂.

Solnova 1 y 3

Las plantas Solnova 1 y 3, ambas de 50 MW de potencia en tecnología CP, son las primeras en entrar en operación dentro de un proyecto de Abengoa que incluye varias plantas más de similares características.

Cada una de estas plantas es capaz de generar 114,6 GWh de energía limpia al año, lo que es suficiente para abastecer unos 25.700 hogares, evitando la emisión de más de 31.400 toneladas de CO₂ al año. En condiciones de baja irradiación está preparada para quemar entre un 12% y un 15% de gas natural. La superficie de captación está formada por aproximadamente 300.000 m² de espejos en una superficie total de unas 115 ha. El rendimiento total desde energía solar hasta la generación eléctrica se espera próximo al 19%, parcialmente debido al rendimiento de captación en torno al 57% y en parte debido al ciclo de vapor.

PS10

La primera planta del mundo en funcionamiento a nivel comercial de tecnología de receptor central, y hasta hace poco la única, es la PS10 en Sanlúcar la Mayor, Sevilla.

Esta central de 11 MW de potencia nominal consta de 624 helióstatos de 120 m² (modelo Sanlúcar 120) de superficie de espejo, ocupando una superficie total de captación solar de más de 75.000 m². La torre que acoge el receptor de tecnología agua/vapor tiene una altura de 115 m y está construida

en hormigón. Además, cuenta con un pequeño sistema de almacenamiento agua/vapor que permite operar a la turbina en condiciones de baja irradiación durante un máximo de 50 minutos a media potencia [CSP Today].

Con esta planta se espera obtener una producción anual de energía de 24,2 GWh que pueda abastecer a 6.000 hogares, evitando a su vez la emisión de 20.000 toneladas de CO₂ al año [Osuna, 2007].

PS20

El 27 de abril de 2009 entró en funcionamiento la segunda de las plantas termosolares con tecnología de receptor central en Sanlúcar la Mayor, Sevilla. Con una potencia nominal de 20 MW, el doble que la PS10, la PS20 es la central de torre más grande del mundo en la actualidad.

El campo solar, compuesto por 1.255 helióstatos de 120 m² cada uno (modelo Sanlúcar 120), concentra la radiación solar sobre un receptor de agua-vapor situado sobre la torre de 165 m, permitiendo generar la electricidad necesaria para alimentar hasta 12.000 hogares.

Son muchas las mejoras tecnológicas desarrolladas en la nueva planta en comparación con la PS10: mayor eficiencia del receptor, sistemas de control y operación más evolucionados y un sistema de almacenamiento térmico mejorado.

Se espera producir un total de 48,6 GWh al año, evitando así la emisión de 20.000 toneladas de CO₂ a la atmósfera [Osuna, 2007].

Puerto Errado 1

La planta de Puerto Errado I es pionera en España en tecnología Fresnel. Esta planta, que comenzó su operación en abril de 2009, es la primera de 5 proyectos de tecnología Fresnel promovidos por Novatec Biosol.

Esta central, con una potencia de 1,4 MW se espera que produzca casi 2,8 GWh anuales. La planta consta de 2 líneas paralelas de captadores de

5,5 m de longitud y 16 m de anchura, cada uno de ellos con 16 espejos, y que recogen la energía solar y la envían a dos receptores solares. Estos receptores, cuyo diseño se denomina NOVA-1, están situados a casi 8 m de altura y tienen una longitud total de 806 m. Por ellos circula agua que se transforma en vapor gracias al calor obtenido de la radiación solar. El vapor generado en esta instalación es dirigido directamente al bloque de potencia, tecnología que se denomina comúnmente Generación Directa de Vapor (GDV).

La superficie total de captación ocupada por los espejos supone un total de 18.000 m². Asimismo, el sistema de refrigeración utilizado consiste en una torre de refrigeración seca (aerocondensadores) lo que supone un ahorro considerable de agua, con respecto a la refrigeración húmeda [Boletín Oficial de la Región de Murcia, 2008].

Proyectos en desarrollo

Los proyectos de tecnología solar termoeléctrica que se están desarrollando actualmente en España se encuentran en diferentes fases de desarrollo, desde la promoción hasta la construcción ya avanzada. Aunque la mayoría de los proyectos han adoptado la tecnología de canal parabólico, existen también algunos proyectos importantes de las tecnologías de Torre, Fresnel y Disco-Stirling. En la Tabla 7 se han recopilado todos los proyectos actualmente en desarrollo, dentro de los asignados por el Consejo de Ministros en enero de 2010.

Los datos aquí recopilados han sido obtenidos del listado oficial de instalaciones inscritas en el Registro de Preasignación de instalaciones de régimen especial, publicado en la página web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y han sido, a su vez, contrastados con el mapa de la industria solar termoeléctrica de España, facilitado por la Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica.

Tabla 7. Listado de las plantas asignadas para su construcción hasta el año 2013

Nombre de la planta	C. Autónoma	Provincia	Potencia (MW)	Tecnología
Ibersol Ciudad Real	Castilla-La Mancha	Ciudad Real	50	CP
Planta Solar Termoeléctrica	Andalucía	Córdoba	50	CP

(Continuación)

Nombre de la planta	C. Autónoma	Provincia	Potencia (MW)	Tecnología
Andasol 3	Andalucía	Granada	50	CP
Majadas	Extremadura	Cáceres	50	CP
La Florida	Extremadura	Badajoz	50	CP
La Dehesa	Extremadura	Badajoz	50	CP
La Africana	Andalucía	Córdoba	50	CP
Consol Orellana	Extremadura	Badajoz	50	CP
Palma del Río I	Andalucía	Córdoba	50	CP
Palma del Río II	Andalucía	Córdoba	50	CP
Solnova 4	Andalucía	Sevilla	50	CP
Puerto Errado 2	Murcia	Murcia	30	CLF
Helios I	Castilla-La Mancha	Ciudad Real	50	CP
Helios II	Castilla-La Mancha	Ciudad Real	50	CP
Manchasol 1	Castilla-La Mancha	Ciudad Real	50	CP
Manchasol 2	Castilla-La Mancha	Ciudad Real	50	CP
Aste 1ª	Castilla-La Mancha	Ciudad Real	50	CP
Aste 1B	Castilla-La Mancha	Ciudad Real	50	CP
Astexol 2	Extremadura	Badajoz	50	CP
Extresol 2	Extremadura	Badajoz	50	CP
Extresol 3	Extremadura	Badajoz	50	CP
Gemasolar (Solar 3)	Andalucía	Sevilla	17	Torre
Solacor 1	Andalucía	Córdoba	50	CP
Solacor 2	Andalucía	Córdoba	50	CP
Helioenergy 1	Andalucía	Sevilla	50	CP
Helioenergy 2	Andalucía	Sevilla	50	CP

(Continuación)

Nombre de la planta	C. Autónoma	Provincia	Potencia (MW)	Tecnología
Morón	Andalucía	Sevilla	50	CP
Arenales	Andalucía	Sevilla	50	CP
Olivenza 1	Extremadura	Badajoz	50	CP
Casas de los Pinos	Castilla-La Mancha	Albacete	1	Disco Stirling
Solaben 1	Extremadura	Cáceres	50	CP
Solaben 2	Extremadura	Cáceres	50	CP
Solaben 3	Extremadura	Cáceres	50	CP
Solaben 6	Extremadura	Cáceres	50	CP
Termosol 1	Extremadura	Badajoz	50	CP
Termosol 2	Extremadura	Badajoz	50	CP
Extremasol 1	Extremadura	Badajoz	50	CP
Termosolar Borgues	Cataluña	Lleida	22,5	CP
Termesol 50	Andalucía	Cádiz	50	CP
Arcosol 50	Andalucía	Cádiz	50	CP
Cáceres	Extremadura	Cáceres	50	CP
Casablanca	Extremadura	Badajoz	50	CP
Enerstar Villena	Comunidad Valenciana	Alicante	50	CP
8 MW Puertollano	Castilla-La Mancha	Ciudad Real	8	Disco Stirling
10 MW Puertollano	Castilla-La Mancha	Ciudad Real	10	Disco Stirling
10 MW Puertollano	Castilla-La Mancha	Ciudad Real	10	Disco Stirling
10 MW Puertollano	Castilla-La Mancha	Ciudad Real	10	Disco Stirling
10 MW Puertollano	Castilla-La Mancha	Ciudad Real	10	Disco Stirling
10 MW Puertollano	Castilla-La Mancha	Ciudad Real	10	Disco Stirling
12,4 MW Puertollano	Castilla-La Mancha	Ciudad Real	12,4	Disco Stirling

En la Figura 11 se puede apreciar la ubicación de cada una de las centrales a las que se ha hecho referencia, indicadas en función del grado de ejecución de los proyectos, desde las preasignadas hasta las que se encuentran en un estado avanzado de construcción y las que ya son operativas.

Figura 11. Localización de centrales termosolares en España



Como cabía esperar, se aprecia una clara predilección por las zonas más septentrionales de la península, correspondientes a las zonas de mayor recurso solar. Así, las comunidades de Andalucía, Castilla-La Mancha y Extremadura son las que más proyectos y centrales albergan en la actualidad.

2.3.3 Contexto internacional

En estos momentos, aunque se manejan diversos escenarios por parte de las distintas instituciones o asociaciones, parece razonable estimar una capacidad instalada de 30 GW a nivel mundial en 2020 con un ritmo de crecimiento exponencial hacia los escenarios 2030 y 2050.

A corto plazo, hasta 2015, parece claro que España continuará siendo el país con mayor potencia instalada, esperándose que, una vez se inicie el despegue en Estados Unidos, éste sea el país que contribuya con la mayor parte de la potencia estimada en 2020.

Los países del Norte de África y Oriente Medio podrían tomar el relevo si las condiciones regulatorias para la importación de energía en Europa y de capacidad de transmisión, con nuevas líneas de alto voltaje en continua, lo permitieran. Entonces, podría

comenzar a hacerse realidad esa visión de generación en los desiertos para la próxima década, tanto para potenciar el desarrollo regional como para el consumo de electricidad de origen solar en las zonas industrializadas.

Aunque, hoy por hoy, España es prácticamente el único país en donde se está desarrollando un proceso a gran escala de implementación de centrales solares termoeléctricas, hay también ambiciosos planes de construcción en otros muchos países. A continuación se detallan por países y zonas geográficas algunos de los planes más relevantes.

Estados Unidos

Tras la toma de posesión del presidente Obama se ha observado un importante incremento del interés por estas tecnologías por parte de las compañías eléctricas y de los inversores estadounidenses. La extensión de la aplicación de créditos fiscales hasta 2017, la ley de estímulo del sector, las subvenciones para plantas que comiencen su construcción en 2020 y la obligación de que ciertos porcentajes de la producción de energía de las compañías eléctricas está haciendo que el número de contratos de adquisición de energía, llamados PPA's (Power Purchase Agreements), mediante tecnologías termosolares vaya aumentando. En la actualidad estos contratos alcanzan un volumen de unos 9.000 MW que podrían estar operativos en 2014. No obstante, las dificultades para alcanzar los cierres financieros de los proyectos están retrasando el comienzo de la construcción de las nuevas centrales.

A diferencia de la situación en España, en Estados Unidos el número de proyectos de plantas canal parabólicas está prácticamente equilibrado con el de plantas de torre y campo de helióstatos, con una importante presencia de los sistemas de disco parabólico. Desde el punto de vista geográfico también se está observando un reparto más equilibrado, aunque siempre centrado en los estados del suroeste, ya que inicialmente la mayoría tenían prevista su instalación en California, mientras que en estos momentos Nevada y Arizona presentan una contribución significativa.

Hay que destacar que un buen número de los proyectos anunciados en Estados Unidos están siendo promovidos por empresas españolas, con diseños basados en la tecnología desarrollada estos últimos años en nuestro país.

Oriente Medio y Norte de África

La segunda gran área geográfica que está despertando fuertes expectativas es la correspondiente a los países de Oriente Medio y del Norte de África (área conocida en inglés por las siglas MENA). El gran impulsor de estas expectativas ha sido el Plan Solar Mediterráneo aprobado a mediados de 2008 por los 42 jefes de gobierno de los países que conforman la Unión por el Mediterráneo.

Dicho plan prevé la construcción de 20.000 MW, originariamente con tecnologías eléctricas termosolares, pero ya ampliado a energía eólica y fotovoltaica, en el horizonte 2020. Una parte significativa de esa electricidad sería exportada a Europa, mientras que otra sería consumida en dichos países, contribuyendo a su desarrollo industrial tanto por el reforzamiento de redes y la disponibilidad de la electricidad como por el tejido industrial y empleo local que se generaría.

La exportación de la electricidad se realizaría a través de cables submarinos de alta tensión en corriente continua, al amparo de la nueva Directiva de Energías Renovables, publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea, el 5 de junio de 2009, que permite que los países puedan contabilizar a efectos del cumplimiento de sus propios objetivos dicha electricidad importada. En estos momentos sólo existe una conexión operativa con África a través de los cables en alterna por el estrecho de Gibraltar, cuya capacidad es de 700 MW, y otra conexión de menor capacidad entre Turquía y Grecia por el estrecho del Bósforo.

Para hacer posible esta visión hace falta, no obstante, que se pongan en operación los mecanismos de flexibilidad establecidos en la Directiva Europea con una transposición armonizada de dicha directiva al ordenamiento jurídico de los Estados Miembros. También, haría falta uno o varios agentes que funcionasen como compradores en firme de la energía a los promotores de las plantas y que luego se colocase a un precio suficiente en los sistemas eléctricos de aquellos países que decidan hacer uso de este mecanismo para cumplir sus objetivos vinculantes en 2020.

La Comisión Europea quiere contribuir a despejar estas barreras con un proyecto cuyo expresivo título es "Paving the Way" (allanando el camino). Por su parte, desde la red TREC (Trans-Mediterranean Renewable Energy Cooperation) se ha constituido la Fundación Desertec, en la que participan empresas e instituciones europeas y norteafricanas.

Independientemente de estas iniciativas europeas para la región MENA, varios de esos países, como Marruecos, Túnez, Argelia, Egipto y otros países de Oriente Medio, han anunciado compromisos de porcentajes de energías renovables en su estructura energética para 2020, con programas nacionales que podrían ser apoyados por el Banco Mundial y resultar finalmente encajados en el marco de actuación del Plan Solar Mediterráneo.

En estos momentos se encuentra ya en operación la primera central mixta termosolar y ciclo combinado en Marruecos y están a punto de terminarse otras en Argelia y en Egipto. En los tres casos, un campo solar de unos 20 MW de potencia eléctrica equivalente actuará como ahorrador de gas natural en plantas de ciclo combinado convencionales de mucho mayor tamaño.

En los Emiratos Árabes se están planteando, también, la instalación de centrales solares. En concreto en Abu Dhabi se espera alcanzar 1.500 MW en 2020 y han sacado a concurso la primera planta termosolar de 100 MW.

India, China y Australia

India es un país con un déficit actual de 20.000 MW de potencia instalada y con elevadas tasas de crecimiento económico, además de un fuerte crecimiento demográfico, por lo que el incremento en la demanda constituye un problema de primera magnitud para poder consolidar dicha evolución económica. La nueva capacidad que se estima necesaria está en torno a los 400.000 MW en 2020. El recurso solar es, en algunas zonas, mejor que en el sur de España. El gobierno federal está impulsando un programa conocido como Solar Mission de apoyo a la generación eléctrica con energía solar y varios estados, Gujarat, Andhra y Rajasthan, han anunciado ya su apoyo en tarifa a las centrales solares termoeléctricas.

China está, también, impulsando el desarrollo de estas tecnologías con una importante actividad en sus diferentes centros oficiales de investigación. Su objetivo principal es disponer de capacidad propia de fabricación de los componentes específicos de los campos solares. Ya ha entrado en producción una fábrica de tubos absorbentes (con tecnología CIEMAT) para captadores de canal parabólico con prestaciones y diseño muy similares a la de los tubos que se están instalando en las plantas españolas. Aunque están más volcados en el desarrollo de capacidades propias, también, están estudiando

proyectos de construcción de plantas en diferentes regiones que totalizan 1.100 MW.

Se ha creado una institución denominada Alianza, con participación de la industria, las universidades y los centros de investigación bajo la tutela del Ministerio de Ciencia y Tecnología, que prevé tener conectados a red 300 MW en 2015.

Australia es un país en el que sus autoridades han adoptado un fuerte compromiso de reducción de emisiones, ya que son en estos momentos muy superiores, per cápita, a la media de los países industrializados. Como consecuencia de ello, han

decidido dar un fuerte impulso a la implantación de centrales solares tanto termoeléctricas como fotovoltaicas. El gobierno australiano ha lanzado ya una primera convocatoria para la construcción de 200 MW termosolares cuyo concurso se espera que quede resuelto a finales de 2010. El objetivo del programa es construir 1.000 MW a corto plazo, mientras que a largo plazo se espera alcanzar un 25% de generación eléctrica de origen solar en 2050.

La lista de centrales comerciales actualmente operativas en el mundo, se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8. Relación de centrales eléctricas termosolares en operación en el mundo

Central	Promotor principal	Emplazamiento	Potencia (MW)	Tecnología
Nevada Solar One	Acciona	Nevada (EEUU)	64	CP
Andasol 1	ACS Cobra	Aldeire-La Calahorra (Granada)	50	CP
Puertollano	Ibersol (Iberdrola)	Puertollano (Ciudad Real)	50	CP
Saguaro	Arizona Public Service	Arizona (EEUU)	1	CP (ciclo ORC)
Alvarado 1 (La Riscal)	Acciona	Alvarado (Badajoz)	50	CP
Extresol 1	ACS Cobra	Torre de Miguel Sesmero (Badajoz)	50	CP
PS10	Abengoa	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	11	Torre
PS20	Abengoa	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	20	Torre
Sierra Sun Power	eSolar	California (EEUU)	5	Torre
Kimberlina	Ausra	Bakersfield, CA (EEUU)	5	CLF
Puerto Errado 1	Novatec Biosol	Puerto Errado (Murcia)	1,4	CLF
Andasol 2	ACS Cobra	Aldeire-La Calahorra (Granada)	50	CP
Solnova 1	Abengoa	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	50	CP
Solnova 2	Abengoa	Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	50	CP
Maricopa Solar	SES/Tessera	Arizona (EEUU)	1,5	Disco Stirling
Total			458,90	

2.4 BIBLIOGRAFÍA

[The World Bank, 1999]

The World Bank Washington D.C. *Cost Reduction Study for solar thermal power plants*. Enermodal, 1999.

[Francia, 1968]

Francia G. *Pilot plants of solar steam generation systems*. Solar Energy 12, 51. 1968.

[Häberle, 2006]

Häberle, A., Zahler, C. et al. *The Solarmundo line focussing Fresnel collector. Optical and thermal performance and cost calculations*. SolarPACES 2002. 2002.

[Morin, 2006]

Morin, G., Platzer, W. et al. *Road Map towards the Demonstration of a Linear Fresnel Collector using a Single Tube Receiver*. 13th SolarPACES International Symposium, Sevilla, España. 2006.

[Mills, 2000]

Mills, D. and Morrison, G. *Compact linear Fresnel reflector solar thermal powerplants*. Solar Energy 68(3): 263-283. 2000.

[Burbidge, 2000]

Burbidge, D., Mills, D., et al. *Stanwell Solar Thermal Power Project*. 10th SolarPACES International Symposium of Solar Thermal Concentrating Technologies, Sydney. 2000.

[Stirling Energy System (SES)]

SES, <http://www.sandia.gov/news/resources/releases/2008/solargrid.html>, Sandia Ntl.

[IDAE]

IDAE. www.idae.es

[Gener, 2008]

Gener, A. *Proyecto Final de Carrera*. UPM, 2008.

[Emerging Energy Research, 2009]

Global Concentrated Solar Power Markets and Strategies, 2009-2020. Emerging Energy Research. 2009.

[BOE, 2007]

Plan de Energías Renovables de España. (PER). Real Decreto 661/2007.

[EUREC Agency, 2005]

Research Priorities for the Renewable Energy Sector. EUREC Agency. 2005.

[BOE, 2004]

Plan de Energías Renovables de España. (PER). Real Decreto 436/2004.

[BOE, 2009]

Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. BOE. 2009.

[Schiel, 2007]

Wolfgang, S. *World's biggest solar power plant under construction in Spain*. 2007.

[Geyer, 2006]

Geyer, M. *Dispatchable solar electricity for summerly peak loads from the solar thermal projects Andasol-1 y Andasol-2*. 2006.

[Iberdrola Energías Renovables]

Thermosolar Power Plant in Puertollano. Iberdrola Energía Renovables.

[Fundación para estudios sobre la energía, 2009]

La energía solar termoeléctrica: situación en el mundo. Fundación para estudios sobre la energía – Seminario sobre la energía solar termoeléctrica, 29 de octubre de 2009.

[CSP Today]

CSP Today. <http://social.csptoday.com/index.php>

[Osuna, 2007]

Osuna, R. *PS10 and PS20, Power Towers in Seville, Spain*. NREL CSP Technology Workshop. 2007.

[Boletín Oficial de la Región de Murcia, 2008]

Resolución de la Dirección General de Industria, Energía y Minas por la que se otorga a la empresa Tubo Sol Murcia, S. A., la autorización administrativa de la instalación de producción de energía eléctrica en régimen especial denominada Planta termosolar Puerto Errado I. Boletín Oficial de la Región de Murcia. 2008.

3 Definición de las tecnologías de referencia

3.1 INTRODUCCIÓN

Para abordar la evaluación del potencial termosolar en España en el marco del presente proyecto, se ha definido un conjunto de tecnologías y centrales de referencia que facilitan el análisis tanto en los aspectos técnicos como en los económicos.

En este apartado se definen las tecnologías y centrales de referencia de cada una de las tipologías de centrales termosolares que se utilizan para realizar los análisis de costes y de potencial presentados en los capítulos siguientes.

El estado de desarrollo actual de las tecnologías termosolares, en constante evolución, hace que dentro de cada una de las analizadas exista una diversidad de opciones disponibles en aspectos que van desde la configuración general de las centrales hasta los materiales empleados en algunos de sus componentes. Así, tanto la configuración del subsistema de captación y concentración de la radiación solar, como del sistema de conversión de la energía solar a térmica y su transporte y del sistema de transformación de la energía térmica en eléctrica, presentan, dentro de cada una de las tecnologías, diferentes alternativas en su configuración.

La selección de un determinado conjunto de opciones para la configuración de un proyecto se reflejará en todos los aspectos del mismo: plazos de ejecución de las distintas fases del proyecto, inversión requerida, condiciones financieras, rendimientos asociados al funcionamiento de la central en su conjunto y a cada uno de los subsistemas y equipos, gastos de operación y mantenimiento, etc.

A modo de ejemplo, y sin entrar en detalles, se pueden citar algunas de las diferentes opciones disponibles o en desarrollo para la tecnología más madura que se está analizando, la de canales parabólicos. Sólo dentro de esta tecnología existen diferentes tipos de captadores (LS2, LS3, Eurotrough, Senertrough, Skytrough, SGX, etc.) que pueden ser estructurados en lazos de diferentes longitudes (600 m, 800 m, etc.) y que pueden utilizar distintos tipos de tubos absorbentes (Schott, Siemens, etc.). Además, el fluido de trabajo puede ser aceite térmico (Therminol VP1, Dowtherm A), sales fundidas o agua, llevando a la presencia o ausencia de intercambiadores de calor en el sistema

de almacenamiento y/o en el bloque de potencia. En el resto de tecnologías, en las que la tecnología no es tan madura, las opciones existentes son incluso más numerosas en prácticamente todos los sistemas. Todas estas opciones llevan a pequeñas y grandes diferencias en el funcionamiento, y por tanto en el potencial de producción de las centrales, así como en sus costes. Dada esta gran diversidad de opciones tecnológicas, sería inviable en el marco del presente estudio realizar un estudio pormenorizado de producción y costes para cada una de ellas.

Por ello se ha recurrido a la opción de definir, para cada una de las tecnologías termosolares de concentración consideradas (canales parabólicos, concentradores lineales de Fresnel, sistemas de torre o receptor central, y discos parabólicos) una tecnología de referencia a efectos de estudio del potencial y, ligada a ella, una central de referencia que sea representativa del estado actual de la tecnología correspondiente tanto en lo que se refiere a aspectos tecnológicos como a aspectos económicos en el contexto español del presente año 2010. La definición de estas tecnologías y centrales de referencia se ha realizado teniendo en cuenta, principalmente, el estado actual de esa tecnología en concreto, aunque sin perder de vista la probable evolución de cada una de ellas en el horizonte temporal del presente estudio.

En este capítulo se describen, para cada una de las tecnologías termosolares de concentración, el conjunto de opciones de referencia y las características principales de las correspondientes centrales de referencia, que permiten concretar los análisis de producción y costes y presentar resultados representativos de cada tecnología.

Debido a las características particulares de cada una de las tecnologías, la forma en la que se establecen las opciones de referencia es diferente en cada caso, pues también lo es su grado de madurez.

Es evidente que al fijar un conjunto de opciones de referencia, se excluyen opciones que en un futuro más o menos próximo pueden resultar más atractivas o eficientes, en sentido amplio, que las seleccionadas. El posible impacto que estas opciones excluidas pueden tener sobre el potencial termosolar en España se analizará, cuando sea posible, de forma cualitativa.

3.2 CANALES PARABÓLICOS

3.2.1 Tecnología de referencia

Se establece como referencia para la tecnología de CP la que hoy resulta claramente preponderante en el panorama termosolar español, es decir, la basada en el empleo de aceite térmico VP-1 o similar como fluido de transferencia de calor, empleando captadores de tipo Eurotrough o similar, con tubos receptores de vacío SOLEL UVAC o SCHOTT PTR, con o sin almacenamiento de energía térmica, empleando, en el caso de disponer de almacenamiento, sales fundidas como medio de almacenamiento y un sistema de dos tanques –tanque frío y tanque caliente, con capacidad de almacenamiento variable desde 0 hasta 15 horas equivalentes a plena carga; hemos optado como referencia por el almacenamiento de 6 horas por ser las necesarias para cubrir la demanda pico de la segunda parte del día, centrada a las 20 horas. No se ha considerado en la central de referencia, por motivos de simplicidad de la aplicación, la incorporación de un sistema de aporte de energía auxiliar (hibridación).

El campo solar de referencia, de dimensiones variables en cuanto al número de lazos, se considera formado por lazos de cuatro captadores Eurotrough de 150 m cada uno con valores de modificador de ángulo propuestos en la literatura [Montes Pita, 2008] mientras que las características térmicas de los tubos de vacío son las correspondientes a los comercializados por Schott. Es decir se considera lazo de referencia una parte del campo solar de 600 m de longitud formado por cuatro captadores de 150 m cada uno a su vez constituidos por 12 módulos de referencia de 12 metros de longitud cada uno.

El número de lazos y la división del campo en sub-campos se optimiza en función del recurso solar y de la capacidad de almacenamiento a la hora de realizar las simulaciones en los estudios de producción. De esta forma, aunque la tecnología de referencia queda establecida, se mantiene la posibilidad de analizar la repercusión tanto de la capacidad de almacenamiento como del tamaño del campo solar en los resultados de producción.

Tabla 1. Características técnicas principales de la tecnología de canal parabólico de referencia

Propiedades del campo de captadores		
Numero de captadores por lazo	-	4
Propiedades geométricas y ópticas del captador		
Anchura del captador	m	5,76
Longitud del captador	m	150
Diámetro interior del absorbedor	m	0,066
Diámetro exterior del absorbedor	m	0,07
Reflectividad del espejo	-	0,92
Transmisividad de la cubierta	-	0,965
Absortividad del tubo	-	0,96
Factor de auto-sombreamiento	-	0,95
Factor de precisión geométrica	-	0,974
Factor de ensuciamiento	-	0,95
Factor de área efectiva	-	0,937
Bloque de potencia		
Ciclo de Rankine regenerativo con recalentamiento; refrigeración húmeda		
Condiciones de operación y estrategia		
Temperatura de aceite a la entrada del campo	°C	294
Temperatura de aceite a la salida del campo	°C	393

3.2.2 Central de referencia

Para poder realizar un análisis de coste riguroso, es necesario concretar la definición de las centrales de referencia. Aunque para las simulaciones de análisis

(Continuación)

de potencial resulta conveniente tener en cuenta diferentes tamaños del campo solar, que se ajustarán para buscar el óptimo en cada caso, así como mantener la opción de estudiar la presencia o no de un sistema de almacenamiento y su capacidad, para presentar el análisis de los costes de inversión resulta necesario concretar las dimensiones de los equipos, y en particular del campo solar y del sistema de almacenamiento térmico.

El diseño de las centrales reales se determina en función de un gran número de parámetros técnicos, energéticos, económicos, estratégicos, etc. y, por tanto, el tamaño del campo solar y, en su caso, del sistema de almacenamiento es algo que varía de una central a otra. Por esto, a la hora de fijar dichos parámetros para presentar resultados económicos que puedan ser útiles, hay que tener en cuenta que las centrales de referencia que se analizan sólo pretenden resultar centrales representativas de las existentes, que permitan sacar conclusiones adecuadas, aunque los valores obtenidos no tienen por qué coincidir exactamente con ninguno de los proyectos actuales ni futuros.

La central de referencia de la tecnología de canal parabólico sin almacenamiento se basa en la definida como tecnología de referencia. Para su definición se han tenido en cuenta las características y dimensiones más frecuentes en las centrales españolas construidas o en fase avanzada de proyecto. Las características de esta central de referencia se exponen en la Tabla 2.

Tabla 2. Características técnicas principales de la central de canal parabólico de referencia sin almacenamiento

Definición de la planta		
Potencia nominal	MW	50
Nº de lazos		100
Área de captación	m ²	345.600
Capacidad del sistema de almacenamiento	h	0
Combustible auxiliar		NO
Espaciamiento entre filas	m	17,2
Superficie de terreno ocupada	ha	141
Factor de ocupación		0,245

Ciclo de vapor		
Potencia nominal de la turbina	MW	50
Rendimiento nominal del bloque de potencia	-	0,374
Rendimiento de bomba de aceite	-	0,79
Ubicación		
Latitud	°	37.4
Longitud	°	-7.2
IDN (DNI) anual	kWh/ m ² -año	2.050
Parámetros de funcionamiento		
Generación anual de electricidad (neta)	GWh	95,6
Rendimiento anual (solar a eléctrico, neto)	%	13,4

Teniendo en cuenta las centrales operativas y los proyectos actualmente en desarrollo, resulta apropiado considerar, también, como central de referencia de esta tecnología, una central con almacenamiento térmico. Los datos básicos de dicha central se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Características técnicas principales de la central de canal parabólico de referencia con almacenamiento

Definición de la planta		
Potencia nominal	MW	50
Nº de lazos		160
Área de captación	m ²	552.960
Capacidad del sistema de almacenamiento	h	6
Combustible auxiliar		NO

(Continuación)

Espaciamiento entre filas	m	17,2
Superficie de terreno ocupada	ha	226
Factor de ocupación		0,245
Ciclo de vapor		
Potencia nominal de la turbina	MW	50
Rendimiento nominal del bloque de potencia	-	0,374
Rendimiento de bomba de aceite	-	0,79
Ubicación		
Latitud	°	37.4
Longitud	°	-7.2
IDN (DNI) anual	kWh/ m ² -año	2.050
Parámetros de funcionamiento		
Generación anual de electricidad (neta)	GWh	157,1
Rendimiento anual (solar a eléctrico, neto)	%	13,8

Los datos de inversión y costes asociados a esta central de referencia se presentan en el capítulo 4 de este informe.

3.3 CONCENTRADORES LINEALES DE FRESNEL

3.3.1 Tecnología de referencia

La tecnología de referencia para los concentradores lineales de Fresnel (LF) es la empleada en la central de demostración PE1 de Novatec Biosol, en Calasparra (Murcia), ya que a día de hoy es la única central LF en España y la misma empresa está construyendo una segunda central en nuestro país, esta última de 30 MW.

Esta tecnología se basa en la generación directa de vapor (GDV) con un ciclo de vapor saturado proveniente directamente del campo solar a una temperatura de 270°C (55 bar). Los datos más relevantes de la tecnología de referencia se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4. Características principales de la tecnología de referencia de concentradores lineales de Fresnel

Propiedades del campo de captadores		
Espaciamiento entre filas	m	16
Propiedades geométricas y ópticas del captador		
Anchura del captador	m	14,56
Longitud del captador	m	44,8
Diámetro exterior del absorbedor	m	0,076
Diámetro interior del absorbedor	m	0,07
Reflectividad del espejo	-	0,92
Transmisividad de la cubierta	-	0,95
Absortividad del tubo	-	0,96
Factor de auto-sombreamiento	-	0,9
Factor de precisión geométrica	-	0,985
Factor de ensuciamiento	-	0,95
Factor de área efectiva	-	0,979
Ciclo de vapor		
Ciclo de Rankine, vapor saturado. Refrigeración húmeda		
Condiciones de operación y estrategia		
Temperatura de agua a la entrada del campo	°C	60
Temperatura de vapor a la salida del campo	°C	270

(Continuación)

Además de estas características, se usan expresiones propuestas en la literatura [Hoyer, 2009] para los modificadores de ángulo transversal y longitudinal. Como se ha comentado, las plantas GDV no usan intercambiadores aceite-agua. El rendimiento del bloque de potencia se estima con una curva de rendimiento típica en función de la carga para una planta de vapor saturado de 15 MWe operando a una presión de 55 bar. Los autoconsumos del bloque de potencia en funcionamiento se derivan de los datos de una planta de 50 MW, aplicando un factor de 3/5 a su curva de consumos auxiliares, para ajustarse a la potencia nominal de la turbina considerada.

3.3.2 Central de referencia

De forma semejante al caso de la tecnología CP, a la hora de presentar el análisis de costes es necesario concretar las dimensiones de la planta y el emplazamiento, con el recurso solar asociado.

Sin embargo, aunque la mayoría de los parámetros se toman del proyecto de demostración Puerto Errado 1 (PE1), la central de referencia se ha intentado adecuar a posibles proyectos comerciales, escalando el tamaño de la misma para pasar de una potencia de 1,4 MWe a una potencia de 30 MWe, que se considera más apropiada y, por tanto, más esperable en proyectos comerciales. De hecho, la planta Puerto Errado 2 de Novatec Biosol, cuya construcción empezó en abril de 2010, en Calasparra, consta de 2 turbinas de 15 MW.

La configuración de la central de referencia no incluye almacenamiento térmico ni caldera auxiliar y tiene un campo solar cuyas dimensiones se han optimizado, en base a criterios técnicos y económicos, en función de la radiación solar directa. En la Tabla 4 se presentan las principales características de diseño de esta central que ocupa una superficie aproximada de 84 ha (839.873 m²).

Tabla 5. Características técnicas principales de la central de captadores lineales de Fresnel de referencia

Definición de la planta		
Potencia nominal	MW	30
Sistema de almacenamiento	NO	
Combustible auxiliar	NO	

Número de captadores		420
Área de captación	m ²	311.593
Espaciamiento entre filas	m	15
Superficie de terreno ocupada	ha	84
Factor de ocupación		0,371
Ciclo de vapor		
Número de turbinas		2
Potencia nominal de cada turbina	MW	15
Rendimiento de bomba de recirculación	-	0,85
Rendimiento nominal del bloque de potencia	-	0,29
Ubicación		
Latitud	°	37,4
Longitud	°	-7,2
IDN (DNI) anual	kWh/m ² año	2.050
Parámetros de funcionamiento		
Generación anual de electricidad (neta)	GWh	65
Rendimiento anual (solar a eléctrico, neto)	%	10,1

Los datos de inversión y costes se presentan en el capítulo 4.

3.4 SISTEMAS DE RECEPTOR CENTRAL

A diferencia de las centrales de canales parabólicos y Fresnel, las centrales de receptor central que se están instalando en España presentan una mayor variedad de opciones tecnológicas. Hasta el 2013 sólo se contemplan en España tres centrales comerciales de torre:

- Las centrales PS10 y PS20, ya en funcionamiento, basadas en campos de heliostatos de 120 m² de superficie reflectante, desplegados al norte de la torre, y en un receptor tubular de vapor saturado, con una pequeña capacidad de almacenamiento en tanques de agua presurizada, y
- La central Gemasolar, con un campo circular de heliostatos, desplegados alrededor de la torre, un receptor tubular de sales fundidas y un sistema de almacenamiento, también en sales fundidas, de gran capacidad.

A efectos del presente estudio, se ha adoptado como referencia la tecnología de torre de sales fundidas, que emplea dichas sales tanto en el circuito del receptor como en el sistema de almacenamiento térmico. Los motivos que han llevado a esta selección son los siguientes:

- La tecnología de generación directa de vapor saturado de las centrales PS10 y PS20 responde a unos criterios de diseño y a unas circunstancias empresariales únicas, que llevaron a emplear una tecnología de alta concentración –sistema de receptor central o de torre– para operar a unas temperaturas relativamente bajas (en el entorno de los 250 °C). Como consecuencia, el rendimiento energético y exergético de una central de este tipo es inferior al que cabe esperar de una tecnología de alta concentración solar como la tecnología de torre. Estos comentarios no suponen ninguna crítica a la decisión que se tomó en su momento y que nos parece la más acertada en aquellas condiciones.
- Los receptores de vapor sobrecalentado –entre ellos los originalmente instalados en el CESA-1 y Solar One– presentaron problemas en la sección del sobrecalentador. La tecnología de generación de vapor sobrecalentado en el receptor solar aún no se ha demostrado a escala comercial.
- La tecnología de sales fundidas fue demostrada con éxito en el proyecto Solar Two, y perfeccionada en años posteriores por medio de diversos proyectos de I+D, desarrollados por empresas con elevada capacidad tecnológica, y centros de investigación y ensayos de reconocido prestigio. Esta tecnología permite operar a temperaturas más altas y, por tanto, obtener mejores rendimientos.
- Actualmente se encuentra en fase muy avanzada de construcción la central Gemasolar, en la provincia de Sevilla, esperándose su puesta en marcha durante la primera mitad del próximo año 2011. Dicha central utiliza la tecnología de torre con sales fundidas seleccionada como tecnología de referencia.

- Puesto que el presente estudio consiste en un estudio de potencial, se ha considerado que la adopción de la tecnología de mayor rendimiento actualmente comercializable o en vías de comercialización inmediata es la opción más coherente.

En cuanto a la capacidad del sistema de almacenamiento de energía térmica –que en este caso, dadas las características de esta tecnología, también empleará sales fundidas como medio de almacenamiento– se ha considerado que las capacidades medias (de 4 a 8 horas equivalentes), en términos de horas de funcionamiento de la central a potencia nominal, son las más adecuadas en el contexto del sistema eléctrico actual y de su previsible evolución en el relativamente corto horizonte temporal del presente estudio, pues garantizan la gobernabilidad de las centrales sin comprometer la necesaria flexibilidad de la que debe disponer el operador de la red. Por esas razones se ha optado, también en este caso, por 6 horas de almacenamiento a potencia nominal.

3.4.1 Tecnología de referencia

De acuerdo con las consideraciones anteriores, se ha tomado como tecnología de referencia para los sistemas de torre una central de 50 MW basada en la tecnología de sales fundidas, con 6 horas equivalentes de capacidad de almacenamiento de energía térmica.

A efectos de cálculo de potencial, el campo de heliostatos se considera circular, mientras que las dimensiones del receptor y de la torre se variarán, en función de la capacidad del sistema de almacenamiento. Puesto que esta tecnología, aunque comercializable, aún no tiene un grado de madurez semejante al de la tecnología de canal parabólico, la definición de los elementos que la componen es de menor nivel, y la estimación de sus parámetros de funcionamiento tiene mayor incertidumbre.

En la Tabla 6 se resumen las principales características de la central de referencia para la tecnología de torre.

Tabla 6. Características principales de la tecnología de receptor central de referencia

Campo de heliostatos		
Dimensiones de los heliostatos	m ²	121

(Continuación)

Área reflectante/Área del heliostato		0,9836
Disposición del campo	-	Circular
Reflectancia media anual de los espejos		0,90
Torre y receptor		
Altura máxima de la torre		
Almacenamiento 6 h	m	200
Tipo de receptor		Cilíndrico
Fluido de trabajo		Sales fundidas (KNO ₃ -NaNO ₃)
Temperatura de entrada al receptor	°C	290
Temperatura de salida del receptor	°C	565
Rendimiento térmico anual medio del receptor		0,83
Ciclo de potencia		
Potencia nominal de la planta	MW	50
Rendimiento medio anual (térmico a eléctrico)	-	0,38
Sistema de almacenamiento		
Tipo		2 tanques
Capacidad	Horas eq 0 a 6.	6
Medio de almacenamiento	-	Sales fundidas (KNO ₃ -NaNO ₃)

(Continuación)

Temperatura tanque frío	°C	290
Temperatura tanque caliente	°C	565

A la hora de realizar las simulaciones para los estudios de producción, el número de heliostatos y su distribución sobre el terreno se optimizan en función del emplazamiento y de la capacidad del sistema de almacenamiento. De esta forma, al igual que en los casos anteriores, aunque la tecnología de referencia queda establecida, se mantiene la posibilidad de analizar la repercusión, en los resultados de producción eléctrica, tanto de la capacidad de almacenamiento como del tamaño del campo solar.

3.4.2 Central de referencia

Como en los casos anteriores, es necesario concretar las dimensiones de la planta y su capacidad de almacenamiento para poder presentar el análisis de costes. Para el capítulo de costes de los sistemas de receptor central se consideran dos centrales de referencia basadas en la tecnología definida en el apartado anterior. Para la primera central de referencia se ha tomado una capacidad de almacenamiento fija de 6 horas equivalentes y una potencia nominal de la turbina de 50 MW. Los datos económicos –véase capítulo 4– se han extrapolado de las estimaciones de coste para la única central comercial, actualmente en construcción.

En la Tabla 7 se presentan los parámetros más relevantes de la central de referencia con almacenamiento.

Tabla 7. Características técnicas principales de la central de torre de referencia con almacenamiento

Definición de la planta		
Potencia nominal	MW	50
Capacidad del sistema de almacenamiento	h	6
Nº de heliostatos		4.285
Área de captación	m ²	528.996

(Continuación)

Superficie de terreno ocupada	ha	264
Factor de ocupación		0,20
Ciclo de vapor		
Potencia nominal de la turbina	MW	50
Rendimiento medio anual del bloque de potencia	-	0,38
Ubicación		
Latitud	°	37.4
Longitud	°	-7.2
DNI anual	kWh/m ² año	2.050
Parámetros de funcionamiento		
Generación anual de electricidad (neta)	GWh	162,2
Rendimiento anual (solar a eléctrico, neto)	%	14,96

Para la segunda central de referencia se considera una potencia nominal de la turbina de 50 MW y no se considera almacenamiento. Sus datos económicos –véase capítulo 4– se han extrapolado de las estimaciones de coste utilizadas para la planta con almacenamiento.

En la Tabla 8 se presentan los parámetros más relevantes de la central de referencia sin almacenamiento.

Tabla 8. Características técnicas principales de la central de torre de referencia sin almacenamiento

Definición de la planta		
Potencia nominal	MW	50
Capacidad del sistema de almacenamiento	h	0
Nº de heliostatos		2.453

(Continuación)

Área de captación	m ²	294.463
Superficie de terreno ocupada	ha	147
Factor de ocupación		0,20
Ciclo de vapor		
Potencia nominal de la turbina	MW	50
Rendimiento medio anual del bloque de potencia	-	0,38
Ubicación		
Latitud	°	37.4
Longitud	°	-7.2
DNI anual	kWh/m ² -	2.050
Parámetros de funcionamiento		
Generación anual de electricidad (neta)	GWh	96,95
Rendimiento anual (solar a eléctrico, neto)	%	16,06

Los datos de inversión y costes de ambas plantas se presentan en el capítulo 4.

3.5 DISCOS PARABÓLICOS

De todas las tecnologías termosolares, la de disco parabólico con motor Stirling es la que tiene un menor grado de desarrollo comercial, lo que hace que hoy día la configuración quede abierta a diferentes posibilidades. El desarrollo de esta tecnología ha estado ligado al diseño y la operación de ciertos prototipos desde hace aproximadamente unos veinte años [Mancini, 2004], hasta la aparición de iniciativas comerciales por parte de las empresas SES-TESSERA (Stirling Energy Systems) e Infinia y, más recientemente, Cleanergy (actual propietaria de los derechos sobre el motor Stirling V161, antes fabricado por SOLO y utilizado por SBP en el sistema Eurodish) y Ripasso.

Continuación

Actualmente, sólo hay una instalación de discos parabólicos de potencia significativa operativa en todo el mundo. Se trata de la planta que la empresa TESSERA, con tecnología de SES ha puesto recientemente en marcha en el Condado de Maricopa (Arizona, EEUU). Esta planta, de 1,5 MW de potencia, está formada por 60 unidades de 25 kW cada una. Además, basadas en el mismo sistema SES, hay proyectadas, a día de hoy, dos plantas en California de unos 800 MWe nominales cada una, que de llevarse a cabo supondrían un salto considerable para el desarrollo de la tecnología de disco parabólico [NREL, 2010]. En España, también, hay varios proyectos de instalaciones basadas en la tecnología de discos parabólicos por un total, aproximado, de 70 MW de potencia nominal.

Además del sistema de SES, existen en el mercado otros dos con un alto grado de desarrollo:

- Un sistema de 10 kW de potencia nominal basado en el motor SOLO V161, actualmente propiedad de Cleanergy (Suecia) y
- Un sistema de 3 kW de potencia nominal fabricado por Infinia (Estados Unidos).

La empresa Renovalia ha instalado una central piloto de 100 kW en Villarrobledo (Albacete) de este último fabricante.

3.5.1 Tecnología de referencia

Para el presente estudio se ha considerado conveniente adoptar como tecnología de referencia el sistema de SES por tener operativa una central de potencia significativa. Sus características más destacadas se resumen en la Tabla 9:

Tabla 9. Características principales de la tecnología de referencia para discos parabólicos

Concentrador		
Área de captación	m ²	87
Diámetro		10,5
Reflectancia media anual de los espejos		0,90

Receptor/Motor		
Receptor	De tubos directamente iluminados	
Motor-Alternador	Stirling cinemático, 4 cilindros, alternador asíncrono	
Fluido de trabajo		H2
Potencia nominal del conjunto motor-alternador	kW	25
Temperatura de operación	°C	650
Disponibilidad del sistema	%	90

3.5.2 Central de referencia

La planta de referencia para la tecnología de disco está basada en el sistema de SES compuesto por un concentrador de 10,5 m de diámetro con una reflectividad de diseño de 0,91 y un motor Stirling Kockums 4-95, con hidrógeno como fluido de trabajo. Este sistema tiene una potencia de 25 kW eléctricos que se alcanzan con una irradiancia directa normal de 1.000 W/m². La central de referencia se compone de 5 módulos de 2 MW de potencia nominal¹. Cada uno de ellos consta de 80 discos, dispuestos en 10 filas en la dirección este-oeste con 8 unidades de disco cada una colocados en la orientación norte-sur. En total, cada módulo suma 400 discos y la central (los 5 módulos) proporciona una potencia nominal de 10 MW. Todos los discos se distribuyen en una planta rectangular siguiendo el criterio de que las pérdidas energéticas anuales debidas al sombreado entre los distintos discos no excedan el 1,5 % de la energía que generaría una central ideal en la que no se produjesen sombras. Imponiendo este criterio en un emplazamiento determinado se obtiene la distancia óptima entre discos y, por tanto, el factor de ocupación del terreno definido como la relación entre área reflexiva y área de terreno necesaria. Como se verá más adelante, el emplazamiento de referencia que

¹Dado el carácter modular de esta tecnología, se considera que el módulo de 2 MW de potencia es razonable de cara a su agregación para conformar plantas de mayor tamaño

(Continuación)

se utiliza en este estudio es el correspondiente a una latitud de 37.37° y una longitud de -7.2° (como en los casos anteriores), en el que la irradiancia directa normal anual alcanza los 2.050 kWh/m². En este caso de referencia la distancia óptima resulta 22,55 m con un factor de ocupación de 0,1119. Hay que resaltar que esta tecnología, aunque presenta un factor de ocupación menor que las restantes aquí descritas, también presenta unos requerimientos menos exigentes que las demás en lo que se refiere a las características topográficas del terreno, pudiendo instalarse incluso en terrenos con superficies muy inclinadas. Otro factor a tener en cuenta es la mínima (incluso nula) demanda de agua que requiere para la refrigeración del motor.

El rendimiento medio anual esperado en el emplazamiento de referencia es del 21,4%, con una disponibilidad anual del 90%.

En la Tabla 10 se resumen los parámetros principales de la central de referencia.

Tabla 10. Características técnicas principales de la central de referencia. Discos parabólicos

Definición de la planta		
Potencia nominal	MW	10
Número de unidades		400
Combustible auxiliar		NO
Área de captación	m ²	35.600
Superficie de terreno ocupada	ha	32
Factor de ocupación		0,11
Reflectancia media anual	-	0,90
Disponibilidad anual	-	0,90
Ubicación		
Latitud	°	37.4
Longitud	°	-7.2
DNI anual	kWh/m ² año	2.050

Parámetros de funcionamiento		
Generación anual de electricidad (neta)	GWh	15,6
Rendimiento anual (solar a eléctrico, neto)	%	21,4

Los datos de inversión y costes se presentan en el capítulo 4.

3.6 LIMITACIONES Y ALCANCE DEL ESTUDIO

Se han fijado unas opciones tecnológicas de referencia, que se consideran representativas del estado actual de las tecnologías eléctricas termosolares y útiles para analizar tanto el potencial actual como la posible evolución técnica y económica de dichas tecnologías.

No obstante, hay que tener en cuenta que el análisis detallado realizado se basa en modelos aplicados a las centrales de referencia y en las opciones tecnológicas descritas anteriormente, y por tanto, los resultados obtenidos son aplicables, en sentido estricto, tan sólo a los casos de referencia analizados. A partir de dichos casos base se han formulado hipótesis sobre la evolución de costes, las mejoras en rendimiento y las variaciones de diseño, relativas todas ellas a los avances esperados en las tecnologías eléctricas termosolares de referencia.

Sin embargo, en el marco de este estudio, el potencial de reducción de costes asociado a un cambio drástico en las tecnologías eléctricas termosolares no se ha analizado, ya que se considera que cualquier conclusión obtenida al respecto tendría unos niveles de fiabilidad excesivamente bajos. Así, si en un futuro próximo surgen tecnologías sustancialmente mejores que las adoptadas en este estudio como tecnologías de referencia, es posible que la evolución de los costes y de los rendimientos de las tecnologías eléctricas termosolares hagan variar sustancialmente lo previsto.

Quedan así fuera del alcance del estudio las opciones tecnológicas relativas a la generación directa de vapor en canales parabólicos, y los sistemas de canal parabólico que usan sales fundidas como fluido caloportador. Asimismo, los sistemas de receptor

central basados en conceptos multitorre y las opciones vanguardistas basadas en las tecnologías de disco Stirling y Fresnel se excluyen del análisis, por presentar en la actualidad un escaso grado de madurez comercial y, por tanto, una elevada incertidumbre en muchos de los aspectos clave de estas tecnología y, por tanto, en los resultados de este estudio.

3.7 BIBLIOGRAFÍA

[Hoyer, 2009]

Hoyer, C., Riffelmann, K. J. *et al.* *Performance and cost comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough collectors*. 15th SolarPACES International Symposium. Berlin, 2009.

[Mancini, 2004]

Mancini, T. y Heller, P. *Dish Stirling Systems: An Overview of development and status*. *Journal of Solar Energy Engineering*, Vol. 125 (May, 2004).

[Montes Pita, 2008]

Montes Pita, M. J. *Análisis y propuestas de sistemas solares de alta exergía que emplean agua como fluido calorífero*. Departamento de Ingeniería Energética y Fluidomecánica. Madrid, Universidad Politécnica de Madrid: 287. 2008.

[NREL, 2010]

NREL (2010). Sitio web: http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/dish_engine.cfm

[Fernández, 2001]

Fernández, V., Silva, M. y Romero, M. *WinDelsol 1.0*. En: *Pitz-Paal, R.* (Ed.), *Proc. of the 15th Task III Meeting within IEA SolarPACES on Solar Technology and Applications*, Cologne, Germany, June 19, SolarPACES Tech. Report. DLR, Köln, Germany. 2001.

4 Análisis de costes

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presenta el análisis económico de las diferentes tecnologías eléctricas termosolares analizadas en este estudio. Para cada una de estas tecnologías, se presentan los costes de inversión y de producción de las centrales de referencia definidas en el capítulo anterior, tanto en la actualidad como su evolución a lo largo del periodo de estudio de este informe, 2010-2020.

El análisis de costes se presenta por separado para cada una de las cuatro tecnologías de centrales eléctricas termosolares consideradas: canales parabólicos, captadores lineales de Fresnel, receptor central o torre y discos parabólicos con motor Stirling. En función de los datos disponibles hasta la fecha para cada una de las tecnologías así como de la fiabilidad de los mismos, se han alcanzado diferentes grados de detalle en los análisis de costes de cada una de las tecnologías. En este contexto, es necesario realizar una serie de consideraciones previas al análisis de detalle de cada una de las tecnologías. Estas consideraciones son las siguientes:

- Canales parabólicos. Esta tecnología es la más madura a nivel comercial, lo que ha permitido llegar a un mayor grado de detalle gracias a la relativamente alta disponibilidad de datos y a la fiabilidad de los mismos.
- Captadores lineales de Fresnel. Aunque la disponibilidad de datos fiables relacionados con esta tecnología es muy reducida, la similitud de la misma con la tecnología de canales parabólicos ha permitido alcanzar un mayor grado de detalle en su análisis económico del inicialmente esperado. Dado el gran paralelismo entre ambas tecnologías se han podido aprovechar una gran parte de los datos obtenidos para la tecnología de canales parabólicos a la hora de detallar los costes potenciales en plantas tipo Fresnel, donde los costes de la Isla de Potencia y de la Subestación eléctrica serían los mismos para las dos tecnologías y la diferencia estaría en el sistema de captación y concentración de la energía solar (campo solar) y sus costes asociados.
- Sistemas de receptor central (torre). Dos factores principales hacen que el análisis de costes de esta tecnología resulte especialmente complejo y que, por tanto, su precisión y grado de detalle sea inferior al de otras tecnologías. Estos factores son:
 - La escasa existencia de centrales de torre de carácter comercial operativas, y la dificultad de

obtener los datos económicos, tanto de los proyectos comerciales como de los proyectos de demostración existentes hacen casi imposible disponer de una cantidad suficiente de datos sobre esta tecnología que pueda considerarse representativa y válida para basar en ellos un análisis de costes.

- La gran incertidumbre existente sobre el futuro tecnológico de una gran cantidad de los componentes y sistemas en los que se basa la tecnología de torre, tales como el fluido de trabajo, el tipo de receptor, el bloque de potencia, la temperatura de operación, etc. se ve reflejada directamente en el análisis de costes, reduciendo su precisión.
- Disco parabólico. Para esta tecnología, y a la hora de realizar el análisis de costes, también se han apreciado dos factores principales que reducen su precisión y grado de detalle. Ambos factores están relacionados con la falta de experiencias comerciales en centrales de este tipo y son los siguientes.
 - La estimación del abaratamiento de los costes esperable gracias a la producción en masa de los componentes de esta tecnología, sin duda prometedor, es un aspecto que introduce una importante incertidumbre en el análisis económico.
 - Las implicaciones técnicas y de ingeniería civil relacionadas con la implantación de centrales de gran escala también suponen cierta incertidumbre en dicho análisis. Sin embargo, la disponibilidad de datos provenientes de las numerosas centrales fotovoltaicas existentes, en lo relativo a infraestructuras de evacuación y otros aspectos comunes, permiten profundizar hasta un grado de detalle superior al inicialmente esperado, gracias a las similitudes entre ambas tecnologías.

Como se ha visto anteriormente en este informe, el desarrollo comercial de las tecnologías termosolares se encuentra todavía en sus inicios y, además, no está teniendo lugar de forma simultánea para las diferentes tecnologías. Hasta la fecha, las únicas tecnologías que puede considerarse que han superado su etapa de demostración y han alcanzado la comercial son las tecnologías de canal parabólico y torre, mientras que la tecnología de Fresnel y la de disco todavía se encuentran en una situación intermedia entre dichas etapas. Como se ha comentado, este hecho produce importantes incertidumbres en los datos que se aportan en este documento y es importante tenerlas en consideración. En la Tabla 1 se presentan, de forma general y aproximada, las incertidumbres asociadas a los datos económicos

disponibles para cada una de las tecnologías. Estas incertidumbres han de tenerse ya en cuenta a la hora de interpretar los datos que se presentan en este capítulo.

Tabla 1. Estimación general de la incertidumbre asociada a los datos económicos para cada tecnología

Tecnología	Incertidumbre (%)
Canal parabólico	10
Fresnel	19
Torre	12,5
Disco parabólico	20

Como puede verse, las incertidumbres son relativamente elevadas, debido a la escasez de proyectos comerciales y a la dificultad de acceder a los escasos datos existentes. Más adelante en este capítulo se presentará un pequeño análisis de la influencia que estas incertidumbres tienen en las conclusiones que pueden extraerse del análisis de costes, y se expondrá de forma más detallada la forma en que se considera cada una de ellas.

Para cada una de las tecnologías, el análisis de costes aborda, por un lado, el análisis de los costes de inversión de las centrales de referencia y, por otro, el análisis del coste normalizado de producción de energía eléctrica. Estas magnitudes se analizan por separado, aunque como se verá, el coste normalizado de producción depende fuertemente del coste de inversión. Además de presentar el análisis de coste en el escenario actual, se han estimado las evoluciones tanto del coste de inversión como del coste normalizado de la energía a lo largo del periodo de estudio, 2010-2020. Para clarificar estos conceptos, a continuación se expone el significado y alcance de cada uno de ellos tal como se entienden en el presente informe.

4.1.1 Costes de inversión de las centrales de referencia

Los costes de inversión presentados en este capítulo hacen referencia al coste total inicial de implantación de una central termosolar en términos de equipos, materiales y mano de obra de un proyecto "llave en mano". El análisis de los costes de inversión se ha basado en los precios de

mercado relativos al suministro de los diferentes equipos y materiales necesarios así como en los costes de montaje y el beneficio de los proveedores de ingeniería, aprovisionamiento y construcción de la central (EPC, Engineering, Procurement and Construction) de forma separada, con el fin de proporcionar una visión más completa de la distribución del coste de inversión. La obtención de los costes de los diferentes componentes se ha realizado en base a los datos de costes reales de centrales existentes y también en base a ofertas de empresas especializadas en el suministro/montaje de los diferentes componentes de la instalación. En los casos en los que no existen datos reales de costes, estos se han estimado en base a los costes de equipos y/o materiales semejantes utilizados en otras tecnologías con el fin de estimar de la mejor manera posible el coste real de dichos sistemas.

Para estructurar el análisis y la presentación de los resultados, se ha realizado un desglose de las centrales eléctricas termosolares en los cuatro subsistemas funcionales siguientes:

- Captación y concentración de la energía solar.
- Conversión de la energía solar en energía térmica.
- Conversión de la energía térmica en energía eléctrica.
- Almacenamiento y reutilización de la energía térmica.

De todos estos subsistemas el único que es opcional en una central eléctrica termosolar es el subsistema de almacenamiento térmico. De hecho, las centrales de captadores lineales de Fresnel y de discos parabólicos de referencia no cuentan con dicho subsistema.

Los componentes que integran los subsistemas funcionales definidos varían, en mayor o menor medida, de una tecnología a otra. La descripción de los diferentes componentes que se consideran en cada uno de los subsistemas funcionales se presenta en el apartado dedicado a los costes de inversión de cada una de las tecnologías.

Dentro de cada uno de los subsistemas funcionales se presentan los costes de los diferentes componentes en diferentes niveles de agregación, en función de la repercusión de los mismos en el coste de inversión así como en la evolución de dicho coste. Los costes de los componentes más críticos y más exclusivos de las tecnologías termosolares se presentan de forma desagregada con el fin de proporcionar la máxima información posible sobre su coste, el impacto del mismo y su evolución, mientras que los

costes de aquellos componentes de aplicación más general, como las tuberías o válvulas, se presentan de forma agregada.

Además de los cuatro subsistemas funcionales básicos mencionados, en una central eléctrica termosolar existen otros subsistemas funcionales relevantes, como por ejemplo el de evacuación a la red de la energía eléctrica generada por la central. Dichos subsistemas no han sido, sin embargo, considerados en el análisis de costes. Ello es debido a que los mismos, aun pudiendo tener una incidencia importante dentro del coste de una central eléctrica termosolar, tienen características tan dependientes de la ubicación concreta de la central que es imposible hacer cualquier estimación de sus costes que tenga sentido, con carácter general.

En el caso del subsistema de evacuación de la energía eléctrica a la red, por ejemplo, su coste depende tan fuertemente de las condiciones de la infraestructura eléctrica de la zona y de las condiciones en las que se debe realizar la evacuación, establecidas por el operador eléctrico de la zona de implantación y/o por Red Eléctrica, que es imposible hacer una generalización del mismo.

4.1.2 Coste normalizado de producción de electricidad

El coste normalizado de producción de electricidad, comúnmente conocido como LEC, que son sus siglas en inglés (Levelized Electricity Cost), es un indicador económico de gran utilidad a la hora de comparar opciones tecnológicas desde un punto de vista económico.

El LEC se define como el valor, en euros actuales, que habría que asignar a cada unidad de energía producida por una central a lo largo de un determinado periodo para igualar a los costes totales incurridos durante dicho periodo expresados, también, en euros actuales.

Así, si Q_n es la cantidad de energía eléctrica producida por la central en el año n , d es la tasa de descuento y C_n el total de los costes incurridos en la central en el año n , de acuerdo a la definición de LEC se habrá de cumplir la siguiente igualdad:

Ec. (1)

$$\sum_{n=1}^N \frac{Q_n \cdot \text{LEC}}{(1+d)^n} = \sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+d)^n}$$

A partir de dicha igualdad se puede obtener la siguiente expresión matemática para el cálculo del LEC:

Ec. (2)

$$\text{LEC} = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+d)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}}$$

Donde:

- LEC es el coste normalizado de producción de electricidad.
- N es el número de años para los que se realiza el cálculo, que usualmente se hace coincidir con la vida útil esperada de la central.
- C_n es el coste total incurrido durante el año n , que incluye, entre otros a los costes de inversión en los años iniciales de construcción y puesta en marcha de la central, los de operación y mantenimiento, de alquiler de terrenos, así como los costes financieros, incluyendo la amortización de principal y el pago de intereses.
- Q_n es la producción energética anual de la central en el año n .
- d es la denominada tasa de descuento, que indica el valor presente de flujos dinerarios futuros y que depende, entre otros factores, de los tipos de interés, la inflación y la rentabilidad esperada de la inversión.

A continuación, se describe la forma concreta en que, en el ámbito de este estudio, se han calculado los distintos factores que aparecen en la expresión del LEC.

Como tasa de descuento se ha utilizado el Coste Medio Ponderado del Capital (CMPC) necesario para financiar la construcción de la central eléctrica termosolar. Dicho coste se calcula como la media ponderada del coste de la deuda y de la rentabilidad esperada por la financiación propia, mediante la siguiente fórmula:

Ec. (3)

$$d = \text{CMPC} = \frac{F_p \cdot R_{FP} + D \cdot R_{FA}}{F_p + D}$$

Donde:

- FP es la financiación propia.
- R_{FP} es la rentabilidad esperada por la financiación propia.
- D es la deuda bancaria.
- R_{FA} es el tipo de interés de la deuda.

Los costes anuales de la central incluyen la inversión inicial y los costes operativos de todo tipo en los que hay que incurrir para asegurar el correcto funcionamiento de la central, tales como los costes de operación y mantenimiento, los costes financieros, etc. El importe de estos costes anuales totales, así como el peso relativo de los costes específicos que lo componen, varía a lo largo de los años. La siguiente expresión muestra la forma en que se calculan estos costes:

Ec. (4)

$$\sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+d)^n} = \sum_{n=1}^N \frac{I_n + OM_n + CF_n - AI_n}{(1+d)^n}$$

Donde:

- I_n es la inversión anual de fondos propios en el año n . Dado que se calcula el LEC desde el punto de vista del promotor del proyecto de construcción, puesta en marcha y operación de la central eléctrica termosolar, se considera como inversión únicamente la financiación propia, el resto se considera como deuda. Típicamente, esta magnitud es mayor que cero en los dos o tres primeros años del análisis, en los que la central se encuentra en proyecto y construcción, y es cero para el resto del periodo considerado para el cálculo del LEC. Aunque, la forma más sencilla de tener en cuenta la inversión es considerar que la cantidad total a financiar con capital propio se invierte en el instante inicial, dicha simplificación no se ha efectuado, ya que menosprecia el valor de los flujos monetarios en los años de construcción de la central, sino que se ha preferido utilizar en cada caso criterios más realistas respecto al calendario de aportaciones de capital propio a lo largo de la vida útil de la central.
- OM_n es el coste anual de operación y mantenimiento en el año n . Estos costes, además de los costes de operación y mantenimiento de la central (personal de operación, mantenimiento, combustible, etc.) incluyen los gastos de alquiler de los terrenos.
- CF_n es el coste anual financiero en el año n . Dicho coste incluye tanto la amortización del principal como el pago de intereses. Como se ha dicho, el cálculo del LEC se realiza desde el punto de vista del accionista, de forma que la financiación ajena (deuda) se tiene en cuenta como un gasto a lo largo de los años en lugar de cómo una inversión inicial. Lógicamente, para calcular los costes financieros y su distribución a lo largo de los años se ha de considerar tanto el periodo de amortización del préstamo como, en su caso, el periodo de carencia, etc.
- AI_n es el ahorro impositivo en el año n , que se calcula para cada año como el tipo impositivo que se

considere multiplicado por la suma de los gastos deducibles: gastos de operación y mantenimiento, amortización de las inversiones y la parte correspondiente al pago de intereses de los gastos financieros. Conocidos los costes anuales y la tasa de descuento considerada, sólo es necesario conocer la producción energética anual para calcular el LEC. Aunque esta producción energética anual en la realidad es de esperar que varíe de año en año, para los propósitos de este estudio y dadas sus condicionantes, por simplicidad se ha considerado constante e igual a la producción anual esperada de las centrales de referencia en el año meteorológico tipo.

En el análisis de costes que se presenta a continuación, así como más adelante en la evaluación del potencial, el LEC se calcula de forma semejante para los diferentes tipos de centrales con el fin de que los resultados sean comparables. Así, aunque la inversión total de la central, los costes de operación y mantenimiento y la producción anual son diferentes para las distintas tecnologías y opciones, el resto de parámetros necesarios para el cálculo del LEC se considera que tienen los mismos valores para todas ellas. Dichos valores se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Parámetros comunes utilizados en el modelo económico de cálculo del LEC

Concepto	Valor
Años totales considerados para el cálculo	23
Porcentaje de financiación propia	25%
Porcentaje de financiación ajena (deuda)	75%
Coste financiación propia	12%
Coste financiación ajena (deuda)	4,75%
Coste medio ponderado de capital	6,5625%
Tipo impositivo	30,0%
Deducciones fiscales por inversiones, medioambientales, etc.	No consideradas
Tasa de inflación prevista	2,5% (anual)

(Continuación)

Concepto	Valor
Duración en años de la inversión inicial	3
Pago inversiones 1 ^{er} año	25,0%
Pago inversiones 2 ^o año	45,0%
Pago inversiones 3 ^{er} año	30,0%
Años amortización inmovilizado	15
Años amortización financiación ajena	15
Subvenciones	No consideradas

A partir de estos parámetros y de los costes de inversión de las diferentes centrales, sus costes de operación y mantenimiento y la producción esperada de cada una de ellas, se puede calcular el coste normalizado actual de la producción de electricidad para las diferentes opciones y tecnologías y también, a partir de las estimaciones de reducción de costes y de aumento de la eficiencia de las centrales, su evolución esperada en el tiempo.

4.1.3 Evolución temporal de los costes

Una vez descritos los costes de inversión y el coste normalizado de la energía para las centrales de referencia tal como se estiman en el escenario actual, se puede utilizar el modelo económico desarrollado para estimar la evolución de los costes con el tiempo en base a ciertas hipótesis. A partir de los datos obtenidos para los costes de inversión y LEC de las diferentes centrales de referencia a día de hoy, se ha realizado un estudio de la evolución potencial de dichos costes en el periodo 2010-2020 basado en las hipótesis que se explican a continuación.

En primer lugar, se ha considerado la evolución de los costes de inversión y del coste de la energía en euros actuales, por lo que los valores que se obtienen para los diferentes años del estudio no se ven afectados por la inflación.

En segundo lugar, en cuanto a la evolución de los costes de inversión, se han considerado dos causas principales en la reducción de costes:

- Las derivadas de la curva de aprendizaje o experiencia estimada para cada tecnología, y
- Las derivadas de los avances tecnológicos y de mercado que se prevén durante el periodo de tiempo analizado.

Finalmente, en cuanto a las reducciones del LEC se han de considerar, también, los efectos de los incrementos esperados en la eficiencia de las centrales de referencia a lo largo de los años, ya que a igualdad de costes con mayor eficiencia y por tanto mayor producción de energía eléctrica anual, menor LEC.

Curva de aprendizaje

En este estudio, la reducción de costes relacionada con la experiencia del sector se ha basado en la curva de aprendizaje propuesta por Bruce Henderson junto al Boston Consulting Group (BCG) a finales de los sesenta y que se muestra en la Ec. (5).

Ec. (5)

$$\frac{C_2}{C_1} = PR^{\log_2 \frac{P_2}{P_1}}$$

Donde:

- C1 es el coste del producto en el instante de referencia.
- C2 es el coste del producto en el instante futuro en el que se desea conocer.
- P1 es la experiencia acumulada hasta el instante de referencia.
- P2 es la experiencia acumulada hasta el instante futuro en el que se desea conocer el coste C2.
- PR es el Progress Ratio, que es la reducción de coste esperada cada vez que se duplica la cantidad de producto producido.

Para la aplicación de esta expresión en la estimación de la evolución de costes se han de considerar, por tanto, indicadores apropiados para la experiencia acumulada y valores adecuados del Progress Ratio (PR) para cada tecnología.

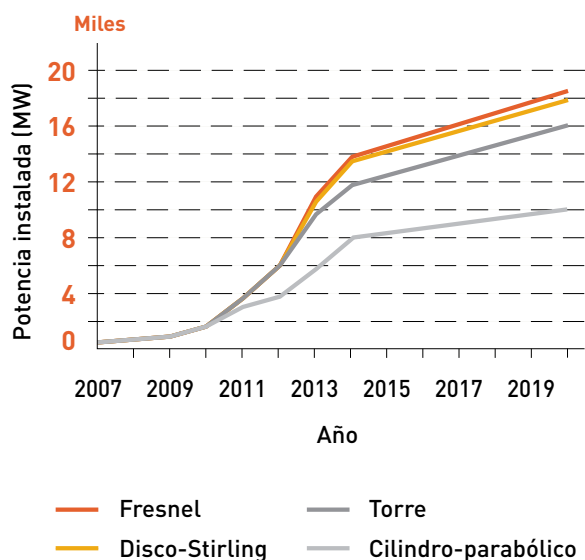
La aplicación más habitual de este tipo de expresiones de reducción de costes suele relacionarse con los costes de producción de un determinado bien y, en estos casos, lo más apropiado es tomar como indicador de la experiencia acumulada el número de bienes producidos por el sector. Sin embargo, en el ámbito del presente estudio, en el cual no tiene sentido hablar de unidades producidas, el indicador más razonable para cuantificar la experiencia del sector es la potencia instalada de cada una de las tecnologías. Así, la aplicación de esta expresión para la reducción de costes pasa por

la estimación de la potencia instalada a lo largo de los años analizados para cada una de las tecnologías.

Cabe notar que, aunque el presente estudio se limita a la geografía española, la experiencia acumulada del sector para cada una de las tecnologías se debe estimar a nivel mundial. En base a las previsiones existentes en la bibliografía y a la información disponible sobre las centrales en construcción y planificadas, así como las referencias normativas a las que se ha tenido acceso, se ha elaborado la predicción de la evolución de la potencia instalada a nivel mundial en el periodo 2010-2020 que se presenta en la Figura 1.

Figura 1. Evolución esperada de la potencia instalada por tecnología en el periodo 2010-2020

Potencia instalada en el mundo en el periodo 2010-2020 por tecnología



Las previsiones mostradas en la Figura 1 se han establecido como indicadores, para cada una de las tecnologías, de la experiencia acumulada del sector. A partir de ellas se han estimado las reducciones de costes de cada uno de los sistemas en relación con su curva de aprendizaje.

Para la estimación de los valores del Progress Ratio, se ha considerado pertinente, no utilizar un único valor de PR por tecnología eléctrica termosolar, sino utilizar un valor de PR por cada uno de los cuatro subsistemas funcionales principales (captación de la radiación solar, conversión térmica, conversión eléctrica y almacenamiento térmico) de las centrales de referencia. La estimación de estos valores de PR se ha llevado a cabo en base a la bibliografía existente, en la que pueden encontrarse estudios que proponen diferentes valores del PR para los principales sectores industriales en

función de sus características, asignando por similitud los ratios más adecuados a cada una de los subsistemas. Los valores concretos utilizados se presentan en los apartados de evolución de costes correspondientes a cada una de las tecnologías.

Avances tecnológicos y de mercado

Como se ha adelantado anteriormente, además de las curvas de reducción de costes propias de la experiencia de la industria, es necesario tener en cuenta que son esperables ciertos avances tecnológicos que tengan un impacto relevante en los costes de inversión de las centrales.

Las tecnologías termosolares se encuentran en una fase de inmadurez comercial, debido a los limitados proyectos realizados hasta la fecha, y de mucho crecimiento, lo que hace esperable que las reducciones de costes alcanzables en el periodo 2010-2020 sean superiores a las estimadas por las curvas propias del aprendizaje basadas en otros sectores.

En línea con lo anterior, se ha de tener en cuenta también que se están llevando a cabo numerosas investigaciones en el sector que pueden dar sus frutos a corto y medio plazo y que, potencialmente, también pueden suponer innovaciones con una repercusión importante en el coste. Estas reducciones de costes que se producen de forma discreta y no continuada y que están asociadas a la introducción en momentos determinados de innovaciones tecnológicas relevantes, parece apropiado tenerlas en cuenta por separado para diferenciar el aprendizaje incremental del sector, asociado al continuo crecimiento de la experiencia, de las innovaciones puntuales.

Así pues, las reducciones de costes esperables debidas a avances tecnológicos se han tenido en cuenta de dos formas diferentes: como hitos que suponen una reducción de costes puntual, y como reducciones de costes esperables en periodos de tiempo de distinta duración. Los hitos tecnológicos que producen reducciones de costes se han estimado, dentro de cada tecnología, en los sistemas en los que se prevén cambios importantes en la tecnología, basados en las investigaciones y desarrollos que actualmente se están llevando a cabo. El instante en el que dichos hitos se producen se ha estimado en base al grado de desarrollo de los proyectos de I+D relacionados y los resultados obtenidos hasta la fecha. Además, como se ha comentado, otros avances tecnológicos pueden ser aplicables a periodos de tiempo más largos y, de igual modo, se pueden prever cambios progresivos en el comportamiento del mercado durante el periodo estudiado que también pueden acarrear reducciones significativas de los costes de inversión de las centrales.

Al igual que en caso de la curva de experiencia, los avances tecnológicos y de mercado así como su implicación en la reducción de costes de las centrales son propios de cada tecnología y de cada subsistema, por lo que los valores estimados y los puntos o periodos de aplicación se describen en los apartados correspondiente a cada una de las tecnologías.

En resumen, las reducciones de costes esperables en la inversión de las centrales se tienen en cuenta a través de tres tipos diferentes de reducciones, las reducciones puntuales o hitos tecnológicos, aplicables en un instante determinado, las reducciones por avances tecnológicos (o de mercado) aplicables en todo o parte del periodo a analizar y, por último, las reducciones esperables por el aprendizaje del sector, que depende de la potencia instalada a nivel mundial de cada tecnología.

Incremento de eficiencia e impacto en el LEC

En la evolución del LEC, además de la evolución de los costes, se ha de tener en cuenta los incrementos en eficiencia que puedan ocurrir en las centrales de referencia asociados con los avances tecnológicos, ya que estos afectan a la producción de la central.

Por ello, para cada una de las tecnologías de referencia se ha estimado el incremento esperado de eficiencia de las centrales, debido a las evoluciones tecnológicas previstas, a lo largo de los años de estudio. En concreto, dentro de cada una de las tecnologías se ha estimado el incremento total en la eficiencia de la central de referencia desde la actualidad hasta 2015 y desde dicho año hasta el 2020. A partir de esas dos variaciones del LEC, el cálculo del LEC año a año de aquí a 2020 se ha realizado considerando incrementos lineales de la eficiencia con el tiempo, de distinta pendiente para cada uno de los periodos considerados 2010-2015 y 2015-2020.

En todos los casos analizados se ha partido de una producción de referencia en el primer año, que si bien no ha sido obtenida mediante el análisis de la operación de las centrales de referencia en ningún lugar concreto, puede ser considerada representativa del funcionamiento de las mismas en los emplazamientos más comunes en los que se están instalando, actualmente, este tipo de centrales.

Para cada tecnología, a partir de la producción en el primer año y considerando año a año los incrementos de eficiencia determinados en cada caso, se obtiene una estimación de la evolución de la producción anual de la central de referencia en función del tiempo. Esta evolución de la producción eléctrica de la

central, junto a la estimación de la evolución del coste de inversión, permite, a su vez, estimar la evolución temporal del LEC durante el periodo de 2010-2020.

De esta forma, tal como se hace en el análisis de los costes de inversión, la evolución del LEC queda limitada no sólo a una central de referencia, sino también a un emplazamiento concreto, especificado de forma implícita al concretar la cantidad de energía que produce la central anualmente.

Escenarios de la evolución de costes

La descripción de los escenarios esperables es el punto más crítico a la hora de estimar la evolución de los costes. Para poder sacar conclusiones útiles de las evoluciones de costes por tecnología que se presentan más adelante, se ha considerado razonable establecer dos escenarios: uno conservador y otro optimista.

La descripción de los escenarios se llevará a cabo analizando los diferentes sistemas que componen las centrales de referencia y justificando en cada caso y en la medida de lo posible, el origen de las reducciones de coste asumidas, profundizando en mayor medida en aquellos aspectos que pueden tener un mayor impacto en los costes. Ya que estos escenarios son propios de cada una de las tecnologías, la descripción de las reducciones de costes e incrementos de eficiencia concretos se realiza en el apartado correspondiente a cada una de las tecnologías. Sin embargo es conveniente indicar aquí las líneas generales que rigen la definición de cada uno de los dos escenarios establecidos y las hipótesis que se asumen en cada uno de ellos.

- Escenario conservador: en este escenario, para cada tecnología y central de referencia, se toma para el cálculo del LEC el valor mínimo del rango de variación de los valores de eficiencia energética estimados y el valor máximo del rango de variación de los valores de coste estimados, considerando, además, únicamente aquellos hitos tecnológicos que con mayor seguridad se espera que se produzcan en el corto plazo. También, se eligen valores conservadores del Progress Ratio, utilizados en la definición de las diferentes curvas de aprendizaje.
- Escenario optimista: en este escenario, para cada tecnología y central de referencia, se toma para el cálculo del LEC el valor máximo del rango de variación de los valores de eficiencia energética estimados y el valor mínimo del rango de variación de los valores de coste estimados, considerando, además, todos los hitos tecnológicos que en principio tienen una probabilidad relativamente alta de producirse en el periodo bajo

análisis. En este escenario, también, se eligen valores optimistas del Progress Ratio, utilizados en la definición de las diferentes curvas de aprendizaje.

En cuanto al tiempo de aplicación de las diferentes reducciones de coste e incrementos de eficiencia considerados en cada escenario se han llevado a cabo ciertas simplificaciones, pues carece de sentido realizar un estudio detallado de los tiempos de implantación de los distintos avances tecnológicos esperados, dadas las altas incertidumbres asociadas. Así, mientras los avances esperados por el incremento de experiencia se distribuyen, tal como se ha explicado anteriormente, en función de una curva de aprendizaje determinada a lo largo de los años y los hitos tecnológicos se producen en instantes concretos, las evoluciones esperables se han considerado distribuidas linealmente durante todo el periodo 2010-2020, o parte en la primera mitad, 2010-2015, y el resto durante la segunda mitad, 2015-2020, limitando a estas dos opciones las posibilidades contempladas.

A continuación se presenta, para cada una de las cuatro tecnologías, el análisis de costes de inversión y la evolución de estos a lo largo del tiempo, así como la posible evolución del LEC, en base a lo descrito anteriormente.

4.2 CANALES PARABÓLICOS

Tal como se ha comentado, el análisis económico de esta tecnología es el que mayor grado de detalle alcanza y, a priori, la fiabilidad y precisión de los datos es relativamente elevada. Como se ha expuesto anteriormente, el análisis de los costes asociados con esta tecnología se presenta para dos centrales de referencia, una con sistema de almacenamiento térmico y otra sin él. En los siguientes apartados se presenta el coste de inversión de las centrales de referencia y su desglose por subsistemas funcionales, así como la evolución estimada de estos costes y el coste normalizado de la energía a lo largo del periodo de estudio para los dos escenarios considerados. Para realizar este análisis económico se ha analizado en detalle una planta de 50 MWe con 160 lazos y 6h de almacenamiento térmico.

4.2.1 Coste de inversión de la central de referencia

En primer lugar se presenta el coste de inversión total de la central de referencia, desglosado según los subsistemas funcionales definidos con el fin de

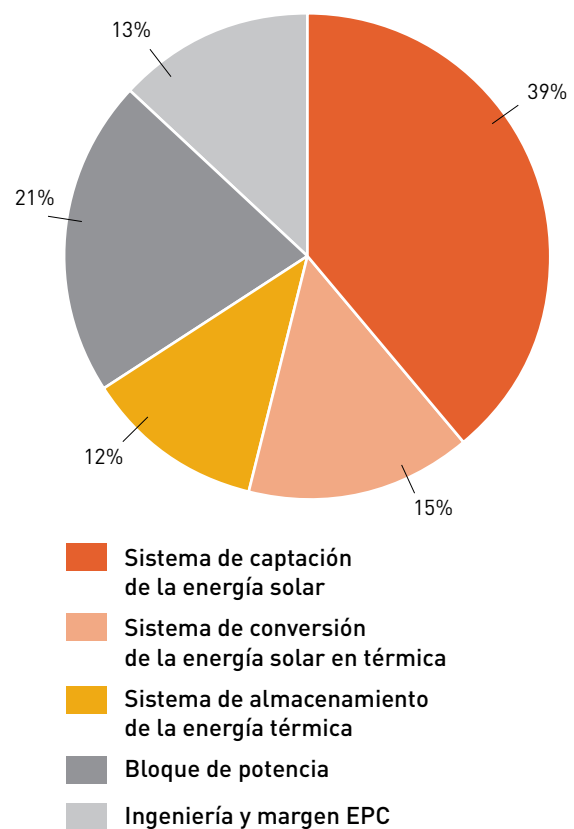
dar una idea de la importancia que cada uno de los sistemas tiene en el coste total de la central. Posteriormente, se describen los diferentes subsistemas en función de los elementos que los componen y se muestra nuevamente el desglose de costes de cada uno de ellos.

4.2.2 Coste de inversión total

El coste total de inversión de la central de referencia definida para la tecnología de canal parabólico es de 316 millones de euros, aproximadamente. En la Figura 2 se presenta el porcentaje que el coste de inversión de cada uno de los principales subsistemas funcionales de la central representa en relación con dicho coste total, así como la fracción del coste total que representan los costes generales asociados a la ejecución del proyecto de construcción, puesta en marcha y operación de la central eléctrica termosolar como proyecto llave en mano.

Figura 2. Desglose de costes de la inversión total de la central de canal parabólico de referencia

Desglose del coste total de inversión



Como puede observarse, los subsistemas directamente relacionados con componentes específicos de las tecnologías termosolares, es decir, los subsistemas de captación de la energía solar, de conversión de dicha energía en energía térmica y de almacenamiento de energía térmica, suponen más de la mitad del coste completo de inversión de la central. En la Tabla 3 se presentan los costes de cada uno de los subsistemas funcionales de la central de forma numérica para el caso de referencia objeto de este análisis.

Tabla 3. Costes totales de inversión de la central de canal parabólico de referencia

Concepto	Importe (millones de euros)
Sistema de captación de la energía solar	122,45
Sistema de conversión de la energía solar en térmica	46,62
Sistema de almacenamiento de la energía térmica	38,29
Bloque de potencia	66,00
Ingeniería y margen EPC	42,73
Total	316,11

A continuación se describen con mayor profundidad los subsistemas considerados, desglosando nuevamente sus costes con el fin de aclarar la repercusión de los diferentes componentes en la inversión total.

Desglose de los costes de inversión por subsistemas funcionales

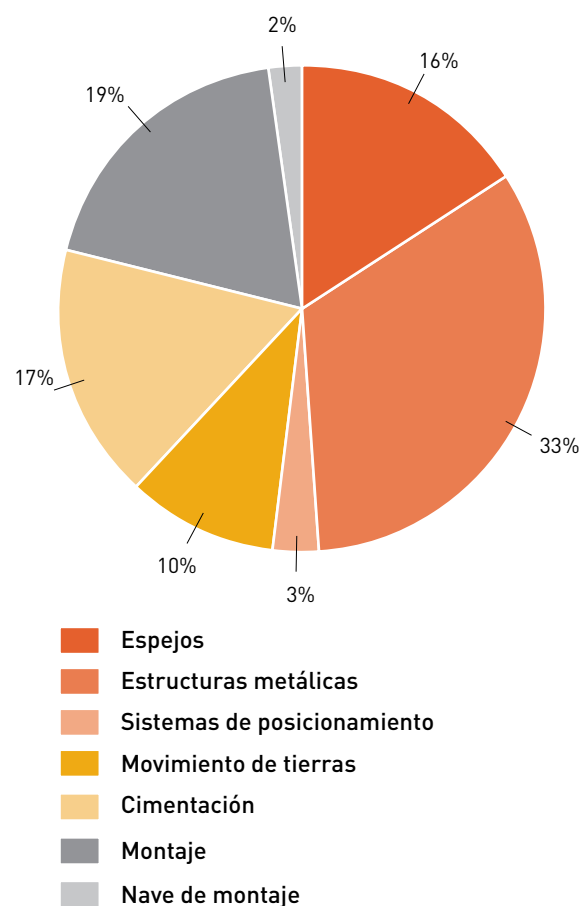
Sistema de captación de la energía solar

Uno de los subsistemas con mayor repercusión en el coste de inversión total de la central, concretamente el sistema con mayor peso (39%), es el sistema de captación y concentración de la energía solar, que comprende básicamente todos los elementos de los captadores de canal parabólico necesarios para concentrar la energía solar sobre los tubos absorbedores.

Básicamente, este subsistema está formado por los espejos que forman el captador y por la estructura metálica que posibilita la disposición de los espejos según la geometría de canal parabólico, así como los sistemas de posicionamiento que permiten el seguimiento del sol. Sin embargo, el desglose de costes que se presenta a continuación (ver Figura 3) tiene en cuenta, no sólo los componentes solares específicos, sino también el resto de elementos, actuaciones y trabajos de montaje necesarios para la instalación del campo solar.

Figura 3. Desglose de los costes del sistema de captación de la energía solar para la central de canal parabólico de referencia

Sistema de captación de energía solar



En la figura, se puede comprobar cómo los elementos de mayor impacto en el coste del sistema son los relacionados directamente con la tecnología

termosolar: la estructura metálica (33%) y los espejos (16%).

La Tabla 4 muestra los valores numéricos concretos para el subsistema considerado.

Tabla 4. Costes de inversión del sistema de captación de la energía solar para la central de canal parabólica de referencia (millones de euros)

Sistema de captación de la energía solar	119,43
Espejos	19,38
Estructuras metálicas	38,77
Sistemas de posicionamiento	4,22
Movimiento de tierras	11,63
Cimentación	19,39
Montaje	23,26
Nave de montaje	2,77

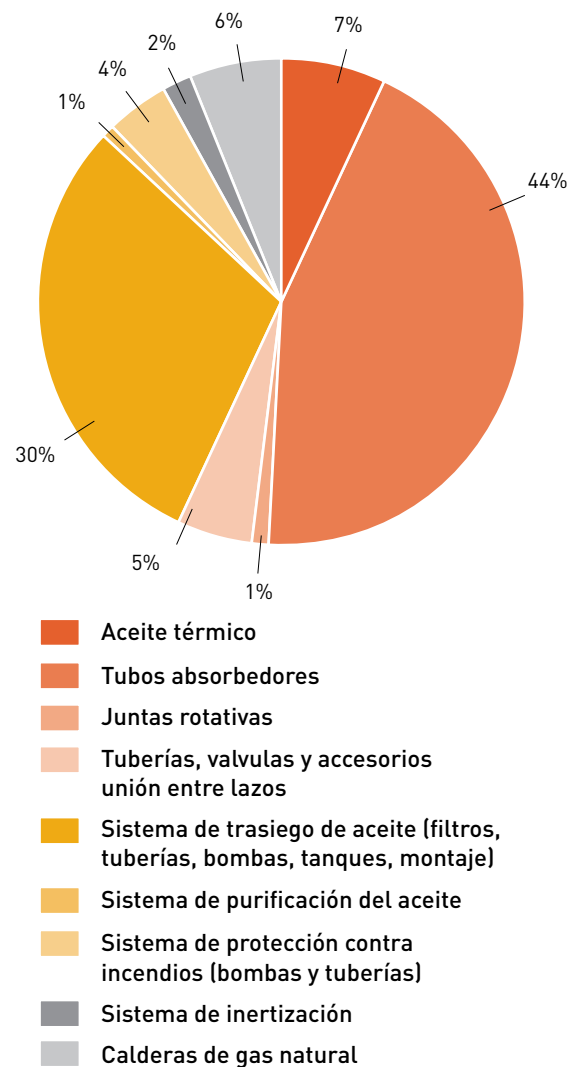
Sistema de conversión de la energía solar en energía térmica

El segundo de los subsistemas que se analiza, cuya repercusión en el coste total de la central de referencia es uno de los mayores (15%), es el dedicado a la conversión de la energía solar concentrada en energía térmica del fluido de trabajo. Las partes fundamentales de este sistema son los tubos absorbedores (tubos de vacío), que reciben la radiación solar y la absorben en forma de energía térmica, y el aceite térmico, que evacúa el calor de los tubos al circular por su interior. Sin embargo, además de estos dos componentes es necesaria también toda la infraestructura relacionada, que comprende desde la unión de los tubos absorbedores, formada por las juntas rotativas y resto de tuberías de los lazos, el sistema de trasiego del aceite, en el cual se incluyen tanto las tuberías o colectores principales como los sistemas de impulsión, tanques, filtrado y demás, hasta otros sistemas como la protección contra incendios y el sistema de inertización, estrechamente relacionados con el aceite térmico. Además se ha incluido en este sistema el de apoyo auxiliar mediante calderas de gas natural, ya que su función es calentar el aceite y, por tanto, tiene una relación directa con este subsistema de conversión térmica.

En la siguiente figura (Figura 4) se presenta el desglose de costes del sistema de conversión de la energía solar en térmica y se observa cómo los componentes de mayor repercusión son los tubos absorbedores, que representan un 44% del total y, una vez más, son los componentes más específicos de la tecnología termosolar.

Figura 4. Desglose de los costes del sistema de conversión de la energía solar en térmica para la central de canal parabólico de referencia

Sistema de conversión de energía solar en térmica



En la Tabla 5 se presentan los valores concretos del coste de inversión para este subsistema.

Tabla 5. Costes de inversión del sistema de conversión de la energía solar en térmica para la central de canal parabólica de referencia (millones de euros)

Sistema de conversión de la energía solar en térmica	46,62
Aceite térmico	3,54
Tubos absorbedores	20,55
Juntas rotativas	0,67
Tuberías, válvulas y accesorios unión entre lazos	2,14
Sistema de trasiego de aceite (filtros, tuberías, bombas, tanques, montaje)	13,92
Sistema de purificación del aceite	0,38
Sistema de protección contra incendios (bombas y tuberías)	1,82
Sistema de inertización	0,94
Calderas de gas natural	2,65

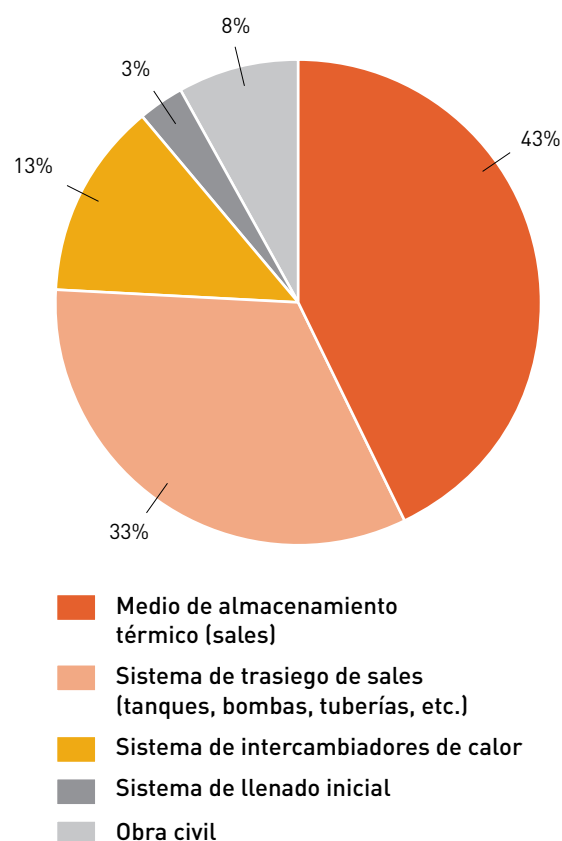
Sistema de almacenamiento de la energía térmica
Una vez se han presentado los datos referentes a los subsistemas dedicados a la captación y conversión de la energía solar en térmica, se presenta el sistema de almacenamiento de dicha energía, cuyo impacto en el coste total de la central es menor al de los anteriores, un 12%. Este sistema, dada la tecnología de referencia considerada, se compone básicamente de dos tanques de sales fundidas que pueden almacenar cerca de 300 GWh de energía para su posterior utilización. Como es de esperar, los componentes principales del sistema son las sales fundidas y el sistema de trasiego de las mismas. Además, se han incluido los intercambiadores de calor entre las sales y el aceite y también los elementos necesarios para el montaje inicial del sistema, el sistema de llenado y la obra civil.

El desglose del sistema de almacenamiento se presenta en la Figura 5. Se puede ver cómo el componente de mayor impacto en el coste total

es el propio medio de almacenamiento, las sales fundidas, que representan el 43% del coste total.

Figura 5. Desglose de los costes del sistema de almacenamiento de la energía térmica para la central de canal parabólica de referencia

Sistema de almacenamiento de la energía térmica



Se puede observar cómo, además de las propias sales fundidas, el sistema de trasiego de las mismas, formado por los dos tanques necesarios, caliente y frío, las bombas de impulsión de las sales, las tuberías necesarias, etc., tiene un peso casi tan relevante como las propias sales para el caso de referencia considerado, un 33%. Como es lógico, el coste de las sales es lineal con la cantidad de las mismas, sin embargo, cabe notar que el sistema de trasiego es más estático con la cantidad de sales y, por tanto, el desglose de costes para sistemas con diferente capacidad de almacenamiento puede variar considerablemente.

En la Tabla 6 se presentan, una vez más, los costes concretos del sistema de almacenamiento de la energía térmica considerado.

Tabla 6. Costes de inversión del sistema de almacenamiento de la energía térmica para la central de canal parabólica de referencia (millones de euros)

Sistema de almacenamiento de la energía térmica	38,29
Medio de almacenamiento térmico (sales)	16,39
Sistema de trasiego de sales (tanques, bombas, tuberías, etc.)	12,60
Sistema de intercambiadores de calor	5,10
Sistema de llenado inicial	1,20
Obra civil	3,00

Bloque de potencia

El último de los subsistemas funcionales es el dedicado a la conversión de la energía térmica en energía eléctrica, conocido habitualmente como bloque o isla de potencia. Este sistema es el más convencional o menos específico de la tecnología termosolar, sin embargo su peso en la inversión total es muy considerable, suponiendo en la central de referencia el 21%.

Este sistema se compone básicamente del intercambiador de calor, el bloque de potencia propiamente dicho y los sistemas auxiliares. El intercambiador de calor aceite/vapor se podría incluir en el bloque de potencia por afinidad, sin embargo se ha optado por analizarlo por separado debido a la importante repercusión que tiene en el desglose de costes. Es conveniente, además, establecer los componentes que se incluyen tanto en subsistema llamado "Equipos rotatorios y mecánicos" como en los "Sistemas auxiliares". Básicamente, los equipos rotatorios y mecánicos, tal como se ha considerado en este estudio, consisten en los siguientes componentes:

- Turbina de vapor.
- Alternador.
- Precalentadores de alta y baja presión.
- Bombas.
- Degasificador.
- Tanque de suministro.

Por otro lado, los sistemas auxiliares comprenden los siguientes elementos:

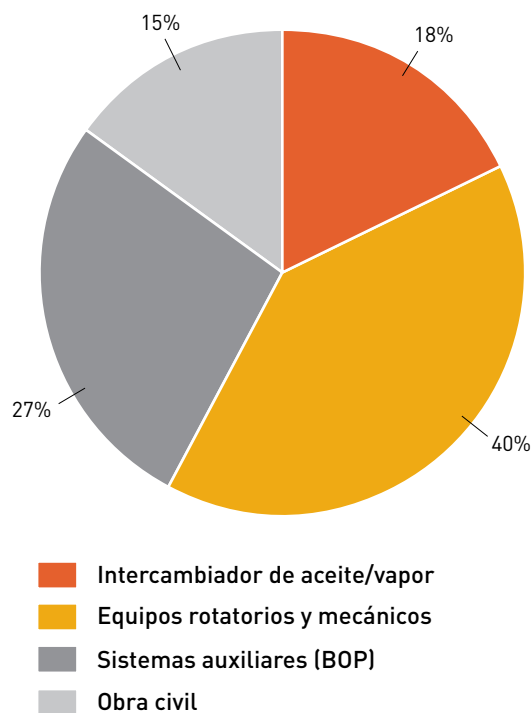
- Torres de refrigeración.
- Bombas del sistema de refrigeración.

- Tanques atmosféricos y presurizados.
- Aire presurizado.
- Sistemas generales (tratamiento de aguas y efluentes, sistema de nitrógeno, equipamiento de tratamiento de aguas y efluentes, muestreo químico, etc.).
- Equipamiento de instrumentación y control.

En la Figura 6 se muestra el desglose de costes del bloque de potencia en función de estos tres subsistemas, incluyendo además el coste de la obra civil necesaria.

Figura 6. Desglose de los costes del sistema del bloque de potencia para la central de canal parabólica de referencia

Sistema de conversión de energía térmica en eléctrica



En la Tabla 7 se muestra como referencia la cuantía de estos costes para el caso considerado.

Tabla 7. Costes de inversión del sistema de conversión de la energía térmica en eléctrica para la central de canal parabólica de referencia (millones de euros)

Sistema de conversión de la energía térmica en eléctrica	66
Intercambiador de aceite/vapor	12

(Continuación)

Bloque de potencia	26
Sistemas auxiliares (BOP)	18
Obra civil	10

Por último, se presenta en el siguiente sub-apartado la tabla completa de costes de inversión así como los precios y magnitudes concretas que llevan a obtener los costes desglosados hasta este punto.

Detalle del modelo de costes de inversión

Tabla 8. Detalle del modelo de inversión de la central de canales parabólicos de referencia (euros)

Sistema de captación de la energía solar					122.458.224
Espejos	35,00	Euros/m ² apertura	553.920	m ²	19.387.200
Estructuras metálicas	72,00	Euros/m ² apertura	553.920	m ²	39.882.240
Sistemas de posicionamiento	6.600,00	Euros/unidad	640	unidades	4.224.000
Movimiento de tierras	21,00	Euros/m ² apertura	553.920	m ²	11.632.320
Cimentación	37,00	Euros/m ² apertura	553.920	m ²	20.495.040
Montaje	43,00	Euros/m ² apertura	553.920	m ²	23.818.560
Nave de montaje	5,45	Euros/m ² apertura	553.920	m ²	3.018.864
Sistema de conversión de la energía solar en térmica					46.622.152
Aceite térmico	2,83	Euros/kg	1.250.767	kg	3.539.672
Tubos absorbedores	892,00	Euros/tubo	23.040	tubos	20.551.680
Juntas rotativas	190,00	Euros/unidad	3.520	unidades	668.800
Tuberías, válvulas y accesorios unión entre lazos	13.400,00	Euros/lazo	160	lazos	2.144.000
Sistema de trasiego de aceite (filtros, tuberías, bombas, tanques, montaje)	87.000,00	Euros/lazo	160	lazos	13.920.000
Sistema de purificación del aceite	380.000,00	Euros/unidad	1	unidades	380.000

(Continuación)

Sistema de protección contra incendios (bombas y tuberías)	11.400,00	Euros/lazo	160	lazos	1.824.000
Sistema de inertización	5.900,00	Euros/lazo	160	lazos	944.000
Calderas de gas natural	53,00	Euros/kWt nominales	50.000	kWt	2.650.000
Sistema de almacenamiento de la energía térmica					38.295.849
Medio de almacenamiento térmico (sales)	0,72	Euros/kg	22.772.012	kg	16.395.849
Sistema de trasiego de sales (tanques, bombas, tuberías, etc.)	42,00	Euros/kWhe capacidad	300.000	kWhe	12.600.000
Sistema de intercambiadores de calor	17,00	Euros/kWhe capacidad	300.000	kWhe	5.100.000
Sistema de llenado inicial	4,00	Euros/kWhe capacidad	300.000	kWhe	1.200.000
Obra civil	10,00	Euros/kWhe capacidad	300.000	kWhe	3.000.000
Bloque de potencia					66.000.000
Intercambiador aceite/vapor	240,00	Euros/kW	50.000	kWe	12.000.000
Equipos rotatorios y mecánicos	520,00	Euros/kW	50.000	kWe	26.000.000
Sistemas auxiliares (BOP)	360,00	Euros/kW	50.000	kWe	18.000.000
Obra civil	200,00	Euros/kW	50.000	kWe	10.000.000
Ingeniería y margen EPC					42.732.914
Ingeniería PeM					1.501.287
Margen EPC (17%)					41.231.627
TOTAL					316.109.138

Una vez descritos los costes de inversión de la central de referencia, los subsistemas en los que se descompone y el desglose de costes de estos subsistemas, se puede pasar a presentar la evolución estimada de los costes a lo largo del periodo 2010-2020.

4.2.3 Evolución de los costes de inversión

Como se ha comentado anteriormente, la evolución de los costes de inversión se estima a partir de las

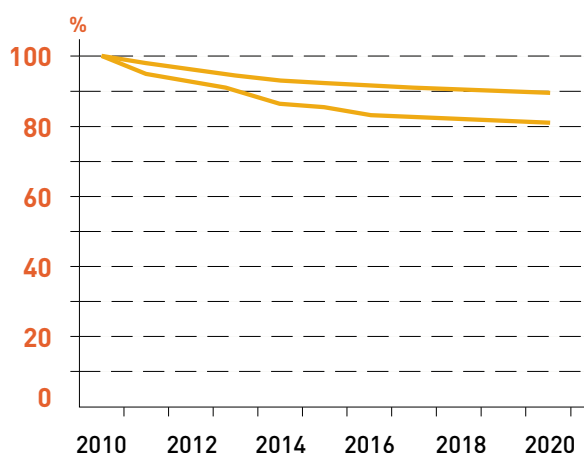
reducciones en los costes esperadas en cada uno de los componentes y subsistemas en el periodo estudiado. A continuación se presenta la evolución esperada para el coste de inversión total y se analizan las causas de esta evolución en función de los avances de los diferentes componentes, mostrando la evolución esperada en los costes de cada subsistema funcional y de los componentes más representativos.

Evolución del coste de inversión total

En la Figura 7 se presenta la curva de evolución del coste total de inversión de la central. Tal como se ha establecido, la evolución de costes se determina para dos escenarios diferentes, uno más conservador y otro más optimista, a los que corresponden las dos curvas presentes en la Figura 7.

Figura 7. Evolución del coste de inversión total estimada para la central de canal parabólico de referencia

Evolución del coste de inversión total de la central



Como puede verse en la Figura 7, la reducción de costes de inversión se estima entre un 11% y un 19% hasta 2020. La evolución mostrada en esta figura proviene del análisis detallado de la evolución de cada uno de los subsistemas que se presenta a continuación.

Desglose de la evolución de costes por subsistemas funcionales

En lo que sigue se presentan las evoluciones esperadas en los costes de los subsistemas funcionales en los que se ha dividido la central. En los casos en los que resulta conveniente, se muestra, además, la evolución de los costes de inversión de los

componentes más relevantes, bien por su alta relación con la tecnología termosolar o por su alto impacto en el coste de cada subsistema.

Sistema de captación de la energía solar

Como se adelantó anteriormente, la estructura metálica de los canales parabólicos es el componente con mayor repercusión en el coste del sistema de captación de la energía solar. Existen dos causas principales que determinarán la reducción de costes esperada para este componente, la reducción en peso y la estandarización de los captadores.

Por un lado, se espera que las estructuras metálicas de los captadores experimenten una reducción de peso considerable que lleve a un ahorro de material del 5 ó 10% respecto al peso actual. Este ahorro de material se prevé que conduzca a importantes reducciones en el coste de producción de las estructuras, tal como se ha visto en otros sectores de la industria como el automovilístico. Según estas previsiones se ha determinado que en un escenario conservador la reducción de coste a corto/medio plazo puede situarse en torno a un 12%, mientras que si se considera un plazo medio/largo puede llegar hasta el 25%. En un escenario más optimista, estas reducciones se situarían en torno al 20% para el corto/medio plazo y en torno al 30% en un plazo más largo. Como se ha comentado anteriormente, se considera que el corto/medio plazo hace referencia al periodo 2010-2015, mientras que el largo plazo se extiende, en este estudio, hasta el año 2020.

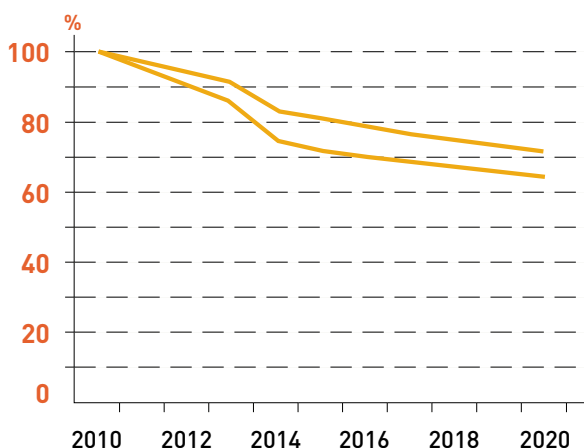
Por otro lado, dada la inmadurez comercial de las tecnologías termosolares, actualmente existe una carencia de regulación y legislación de los componentes relacionados con la tecnología de canales parabólicos. En el momento en el que se cuente con una estandarización apropiada, cuya aparición se estima en los próximos años, ésta jugará un papel importante y afectará determinadamente al diseño y coste de las estructuras de soporte. Con la aparición de la regulación pertinente se establecerán los criterios de diseño necesarios para las estructuras metálicas y los diseños más conservadores dejarán paso a diseños más económicos ajustados a la normativa. Como muestra, se puede citar la diferencia existente en las cargas de viento asumidas en los diseños actuales de estructuras, que difieren en más del 15%. Se ha considerado que la estandarización puede suponer una reducción del coste de la estructura

de entre el 6% en un escenario conservador y el 12% en uno optimista. Esta reducción de coste se espera en un plazo medio y se considera puntual, por lo que se ha aplicado, para la presentación de la evolución de costes, en el año 2014, asumiendo que existen muchos factores que pueden afectar a su aparición y que no se puede considerar esta fecha como un criterio firme.

En la Figura 8 se presenta la evolución esperada de los costes de las estructuras metálicas. Las dos líneas que aparecen representan los dos escenarios, conservador y optimista, que se han definido.

Figura 8. Evolución del coste de las estructuras metálicas estimada para la central de canal parabólico de referencia

Evolución del coste de inversión de las estructuras metálicas



El segundo de los componentes del sistema de captación de la energía solar con mayor repercusión en el coste son los espejos y, por tanto, también se analizan por separado. La experiencia existente en la fabricación de espejos a base de vidrio y plata es elevada, lo que hace que no sea esperable una gran reducción de costes en los espejos si se considera esta tecnología. Sin embargo, sí es esperable una reducción sustancial de los precios de los espejos a la vista de las investigaciones que se están llevando a cabo actualmente para el desarrollo de nuevos conceptos.

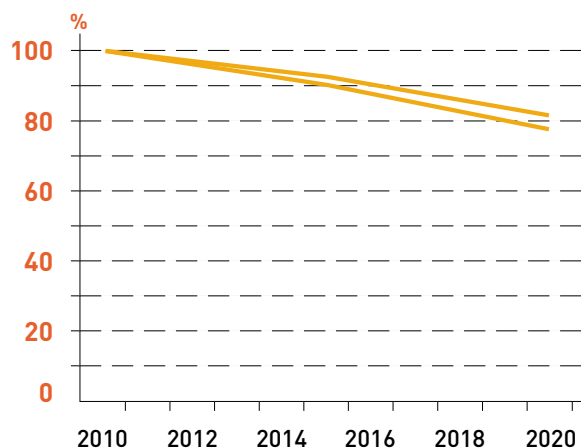
Estos nuevos conceptos pasan, principalmente, por la utilización de nuevos materiales (básicamente aluminio y/o materiales poliméricos), algunos de los cuales ya se encuentran en fase de desarrollo y prueba. Las principales barreras

existentes hasta la fecha para la llegada de estos materiales están relacionadas con la degradación de los materiales, pero se espera que estos problemas se solucionen a lo largo del periodo de estudio. En concreto, se han estimado las reducciones de coste a corto/medio plazo (2015) entre el 8 y el 10%, creciendo hasta valores entre el 18 y el 22% a largo plazo. Estas reducciones de coste se refieren, además de al ahorro en los materiales, a la mejora de los procesos de fabricación que se experimentará en los próximos años.

En la Figura 9 se presenta la evolución de los costes de los espejos esperada, tomando los márgenes inferiores de los rangos descritos para el escenario conservador y los superiores para el escenario más optimista.

Figura 9. Evolución del coste de los espejos estimada para la central de canal parabólico de referencia

Evolución del coste de inversión de los espejos



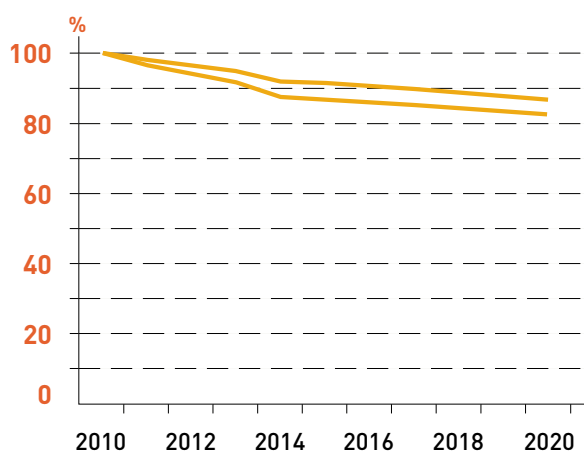
Por último, el resto de los componentes del sistema de captación se consideran más estables que los anteriores y no se estiman reducciones relevantes para ellos. Tan sólo el coste de los sistemas de seguimiento experimentará una reducción de su coste conforme a la curva de aprendizaje y correspondiente a un PR del 87% en un escenario más conservador y del 85% en uno más optimista. Estas curvas de aprendizaje tienen una influencia considerable a corto plazo, ya que el crecimiento acumulado de la potencia instala es relativamente rápido al principio y, sin embargo, su influencia es muy inferior a largo plazo. Además, sólo en el escenario optimista se han considerado valores de PR de 99% para el resto de componentes y partidas presupuestarias, considerando que la experiencia acumulada en la instalación de

centrales termosolares puede acarrear una ligera reducción de costes en todos los aspectos de su construcción.

En la Figura 10 se muestran las curvas de evolución de costes del subsistema de captación de la energía solar completo. Una vez más, las dos curvas corresponden a los escenarios conservador y optimista.

Figura 10. Evolución del coste del sistema de captación de la energía solar estimada para la central de canal parabólico de referencia

Evolución del coste de inversión del sistema de captación de energía solar



Sistema de conversión de la energía solar en energía térmica

Sin duda alguna, los componentes más representativos en el subsistema de conversión de la energía solar a térmica son los tubos absorbedores y por ello se expone a continuación la evolución esperada de su coste en el periodo 2010-2020. Posteriormente se presenta el coste estimado para todo el sistema, que refleja claramente la tendencia del coste de los tubos absorbedores, ya que son los que mayor impacto tienen en el coste total.

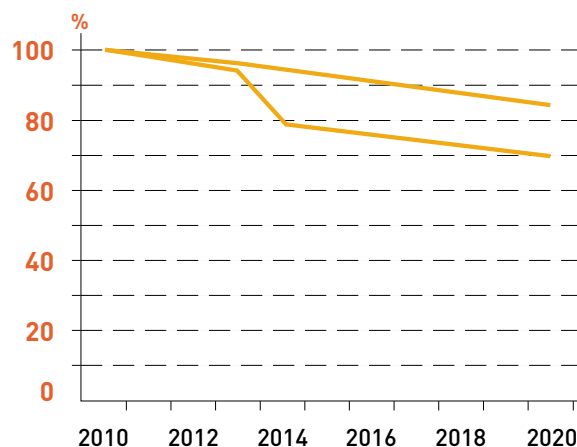
La reducción de costes más significativa esperada para los tubos absorbedores en el periodo de estudio está relacionada con el aumento de tamaño, tanto en diámetro como en longitud, de los mismos. Sin embargo, hasta la fecha, parece que las dimensiones de los tubos están prácticamente estandarizadas, ya que los distintos diseños comerciales de los tubos coinciden completamente en este aspecto. En el escenario conservador no parece apropiado, por tanto, tener en cuenta esta reducción, que únicamente se considera como un hito tecnológico a medio plazo (2014) en el escenario más optimista, cuya magnitud se estima en un 15%. Hay que tener en cuenta que un cambio de estas características en el diseño de los tubos afectaría también a otros componentes de la central, fundamentalmente al diseño de

los canales parabólicos, no obstante, la variación del coste en estos sistemas es imposible de cuantificar, por lo que no se considera. En general, aunque no se utiliza en las evoluciones presentadas, este cambio en las dimensiones del absorbedor se estima que podría suponer aproximadamente un 7% de reducción en el coste total de la central.

Sin embargo, al margen del aumento de tamaño, los tubos absorbedores tienen un potencial de reducción de costes considerable con el diseño actual. Concretamente, se han de considerar las reducciones en el coste de los tubos debidas a mejoras específicas en los mismos, como es el caso de la soldadura vidrio/metal, que actualmente es un aspecto complicado y que, por tanto, encarece los tubos. Este tipo de mejoras conllevarán una reducción del coste asociada a los adelantos en la tecnología de fabricación de los mismos. Además, otra fuente de reducción de costes posible a lo largo del periodo de estudio es la utilización de tubos absorbedores de distintas características en diferentes lugares del campo solar en función de la temperatura de operación de los mismos, lo que permitiría limitar los requisitos de los tubos que trabajan a menor temperatura. En general, en un escenario conservador se estima que los tubos ven su precio reducido en un 15% de forma progresiva de aquí a 2020, mientras que en un escenario más optimista este porcentaje se estima en un 20%. Como se ha comentado, además de esta reducción progresiva, se adopta un 15% de reducción en forma de hito tecnológico hacia 2014 en el escenario optimista, para contemplar el aumento de tamaño de los tubos. En la Figura 11 se presenta la evolución de los costes asociados a los tubos absorbedores.

Figura 11. Evolución del coste de los tubos absorbedores estimada para la central de canal parabólico de referencia

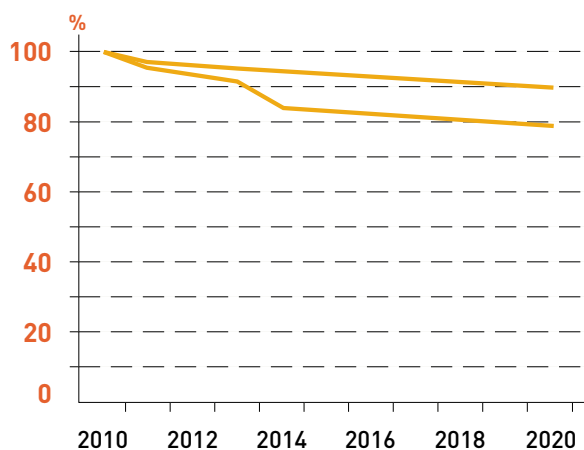
Evolución del coste de inversión de los tubos absorbedores



El resto de los componentes incluidos en este sub-sistema no se considera que vayan a presentar reducciones de costes relevantes en el periodo de estudio, ya que se refieren a tecnologías convencionales, básicamente correspondientes a sistemas de aceite térmico, que llevan siendo usados durante años. Las reducciones de coste esperables por la aplicación de estas tecnologías al ámbito termosolar se estiman mediante las curvas de aprendizaje correspondientes, asignando un PR del 96-93% para el aceite térmico y del 98-95% para el sistema de trasiego y demás componentes, tomando las reducciones inferiores para el escenario conservador y las superiores para el optimista, tal como se viene haciendo. En la Figura 12 se presenta la evolución del coste de inversión del sistema completo, observándose que tiene una tendencia marcada por la correspondiente a los tubos absorbedores.

Figura 12. Evolución del coste del sistema de conversión de la energía solar en térmica completo estimada para la central de canal parabólico de referencia

Evolución del coste de inversión del sistema de conversión de la energía solar en térmica



Aunque queda fuera del alcance de este estudio, el único hito esperable en el sistema de conversión de la energía solar en energía térmica sería el cambio de fluido de trabajo. Este cambio supondría un análisis de costes completamente diferente al caso de referencia que se está presentando en este estudio, ya que sería necesario contemplar una nueva configuración de la central prácticamente en todos los aspectos y, desde

luego, ésta tendría unos costes de inversión completamente diferentes.

Sin embargo, considerando la central completa, el cambio de fluido de trabajo a sales fundidas podría suponer una disminución del coste de inversión cercana al 20% a medio plazo y un aumento en la eficiencia de la central de un 6%. En caso de que se implementase la generación directa de vapor, el impacto en el coste sería inferior, alrededor del 4%, y la eficiencia se vería incrementada aproximadamente un 7%. No obstante, estas tecnologías son todavía muy inmaduras y, como se ha dicho, no se contemplan en el presente análisis.

Sistema de almacenamiento de la energía térmica

El sistema de almacenamiento térmico tiene como principal causa potencial de reducción de costes la evolución desde un sistema de dos tanques hacia un sistema basado en un solo tanque, que se considera en este estudio como un hito tecnológico con un fuerte impacto en los costes de inversión. El concepto de almacenamiento en termoclina (un tanque) lleva asociado una disminución drástica de las sales fundidas necesarias, con un impacto en el coste de las mismas de un 20%.

Además, un sistema de termoclina conlleva reducciones relevantes en el coste de otros componentes del sistema de almacenamiento asociadas a la reducción de la cantidad de sales necesarias, fundamentalmente en el sistema de trasiego (bombas, tanques, tuberías, etc.). Como es de esperar, el coste de algunos de estos componentes depende proporcionalmente de la cantidad de sales, mientras que otros no están directamente relacionados. Por este motivo, se ha estimado la repercusión del concepto termoclina en una reducción del 10% en el coste del sistema de trasiego.

Este concepto de almacenamiento se está desarrollando ya actualmente y se prevé su implantación en el mercado en un plazo medio/largo que se ha estimado en 2016 como referencia. Este hito tecnológico se considera únicamente en el escenario optimista ya que, aunque la probabilidad de que se implante el sistema en termoclina es alta, no hay una seguridad completa de ello.

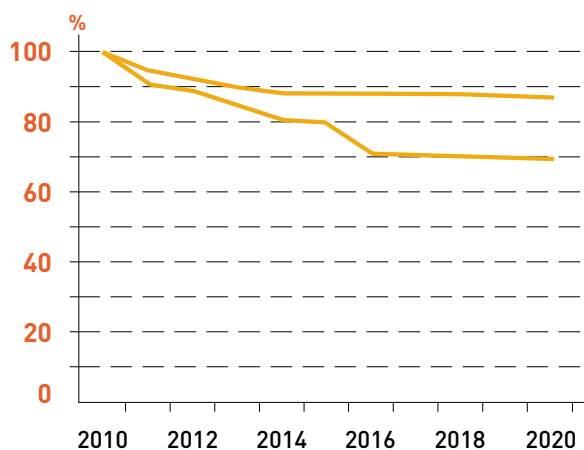
Al margen de este hito, se ha tenido en cuenta en ambos escenarios la reducción de los costes en el sistema de almacenamiento debido

a la experiencia del sector. El componente con una curva de aprendizaje más pronunciada es el intercambiador aceite/sales, ya que su PR se ha estimado entre el 85% desde un punto de vista conservador y el 75% en el escenario más optimista. También en las sales se ha considerado una curva de aprendizaje, con PR de 95-93%, así como en el sistema de trasiego y de llenado, en estos casos con reducciones menores, aplicando un PR de 98-95% para el escenario conservador y optimista respectivamente.

Las evoluciones explicadas anteriormente llevan a la evolución de costes presentada en la Figura 13 para todo el sistema de almacenamiento.

Figura 13. Evolución del coste completo del sistema de almacenamiento de la energía térmica estimada para la central de canal parabólico de referencia

Evolución del coste de inversión del sistema de almacenamiento de energía térmica



Bloque de potencia

El sistema de conversión de la energía térmica en eléctrica, o sistema de generación eléctrica, está formado, principalmente, por componentes convencionales con mucha experiencia, por lo que no se pueden prever evoluciones tecnológicas significativas en el periodo analizado. Por tanto, únicamente se van a considerar las curvas de aprendizaje de los subsistemas que lo forman.

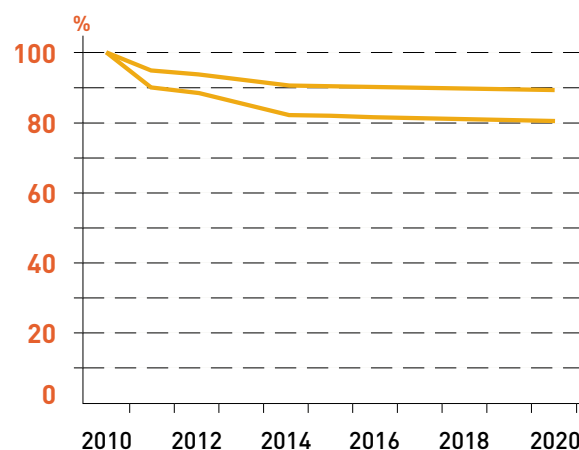
En concreto, la evolución del coste de los intercambiadores aceite/vapor se ha estimado mayor que las demás, correspondiente a un PR de 85-75% para cada uno de los escenarios.

En el resto de sistemas, el bloque de potencia y los sistemas auxiliares, el PR empleado es del 99% y únicamente se ha aplicado en el escenario optimista.

Con estas consideraciones, la curva de evolución del coste del subsistema completo es la que se presenta en la Figura 14.

Figura 14. Evolución del coste del bloque de potencia estimada para la central de canal parabólico de referencia

Evolución del coste de inversión del bloque de potencia



4.2.4 Evolución del coste normalizado de la energía (LEC)

Evolución de la eficiencia de la central

A la hora de calcular el coste normalizado de la energía, tal como se expuso en la introducción de este capítulo, es necesario conocer, además de los parámetros financieros establecidos anteriormente, tanto el coste de inversión de la central como la producción eléctrica anual de la misma. Hasta ahora se ha presentado el coste de la central de referencia, tanto en el escenario actual como en los dos escenarios de evolución, el conservador y el optimista. Por tanto, para estimar la evolución del LEC de la central a lo largo del periodo de estudio es necesario conocer la evolución de la eficiencia de la central, lo que permitirá conocer, a partir de una producción de

referencia, la producción estimada para los diferentes años.

El análisis de la evolución de la eficiencia de la central está relacionado con las mejoras tecnológicas esperadas para el periodo 2010-2020, algunas de ellas relacionadas con las evoluciones expuestas en el análisis de costes presentadas anteriormente y otras de carácter independiente. Dado que es imposible predecir con exactitud cuándo tendrán lugar las innovaciones tecnológicas que afectarán a la eficiencia de las centrales, tan sólo se ha considerado el incremento total esperado a corto/medio plazo (2010-2015) y el esperado a medio/largo (2015-2020) y se ha supuesto una evolución lineal a lo largo de los años por simplicidad.

Como puede observarse en la Tabla 9, se han considerado incrementos del 7-9% para los escenarios conservador y optimista a corto/medio plazo, mientras que estas magnitudes ascienden a 10-14% en el 2020.

Tabla 9. Incrementos de eficiencia de la central de canal parabólico de referencia esperados en 2015 y 2020

	2015	2020
Incremento mínimo eficiencia (%)	7	10
Incremento máximo eficiencia (%)	9	14

Estas magnitudes están basadas en los avances técnicos esperados relacionados fundamentalmente con los nuevos diseños de las estructuras de los captadores, con las mejoras en las propiedades térmicas y ópticas de los espejos y los absorbedores, con el incremento de tamaño de los tubos y con los pequeños progresos esperados en el bloque de potencia.

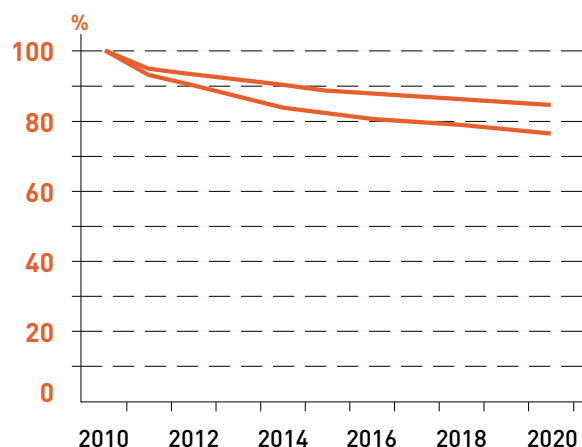
Evolución del LEC

Una vez conocida la evolución tanto del coste de inversión de la central como de la eficiencia de la misma es posible calcular el LEC a lo largo del periodo de estudio y presentar su evolución esperada. La aplicación del modelo económico de cálculo del LEC detallada anteriormente a los datos presentados hasta este punto proporciona

las curvas correspondientes a los escenarios conservador y optimista que se muestran en la Figura 15.

Figura 15. Evolución del LEC estimada en el periodo 2010-2020 para la central de canal parabólico de referencia

Evolución del LEC



El caso base para el cálculo del LEC en el instante inicial corresponde al coste de inversión detallado anteriormente y a una producción estimada de 157 GWh/año, que resulta un valor representativo de una central con estas características que opere en un emplazamiento con una irradiación solar anual cercana a los 2050 kWh/m²-año y con latitud próxima a los 37.4°. Bajo estas condiciones, el LEC que se obtiene para 2010 es aproximadamente 0,161 €/kWh y las reducciones esperadas para 2015 se encuentran entre el 11 y el 18%, ascendiendo a 15 y 24% en 2020.

4.3 CONCENTRADORES LINEALES DE FRESNEL

4.3.1 Coste de inversión de centrales de referencia

Al igual que en el caso anterior, se presenta el coste de inversión total de la central de referencia de 30 MW de generación directa de vapor saturado, desglosado según los subsistemas funcionales definidos con el fin de mostrar la repercusión que cada uno de los sistemas tiene en el coste total de la central. Posteriormente, se describen los

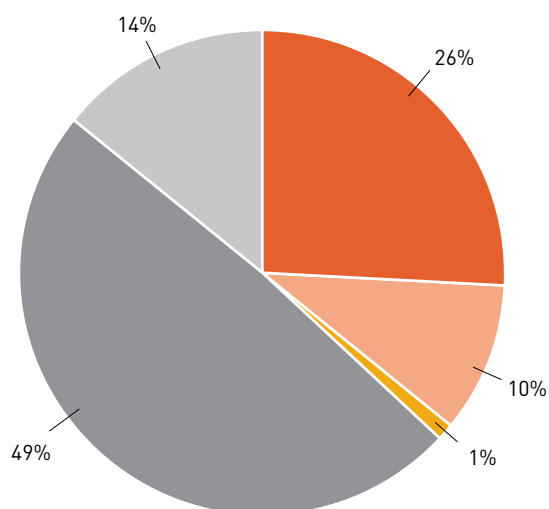
diferentes subsistemas en función de los elementos que los componen y se muestra nuevamente el desglose de costes de cada uno de ellos.

Coste de inversión total

El coste de inversión total de la planta de referencia de tecnología Fresnel es de 107 M€ aproximadamente. La Figura 16 muestra el desglose de costes para los diferentes subsistemas funcionales y los costes generales asociados al proyecto llave en mano.

Figura 16. Desglose del coste total de inversión para la planta de referencia de tecnología de receptor lineal de Fresnel

Desglose del coste de inversión



- Sistema de captación de la energía solar
- Sistema de conversión de la energía solar en térmica
- Sistema de almacenamiento de la energía térmica
- Bloque de potencia
- Ingeniería y margen EPC

Tal y como puede observarse, y contrariamente a lo que sucede en otras tecnologías, en ésta los costes de inversión del sistema de captación de la energía solar y del sistema de conversión de la energía solar en energía térmica son relativamente pequeños en comparación con el resto de costes de inversión de la central.

El coste de inversión del bloque de potencia es mayor que lo que cabría esperar para un bloque de potencia de 30 MW, debido, tal y como se ha mencionado anteriormente, a que la central utiliza dos turbinas de 15 MW en vez de una de 30 MWe, motivado por razones operacionales.

En la Tabla 10 se presentan los costes de cada uno de los sistemas de forma numérica para el caso de referencia objeto de este análisis.

Tabla 10. Costes totales de inversión de la de reflector lineal de Fresnel (millones de euros)

Concepto	Importe (millones de euros)
Sistema de captación de la energía solar	27,37
Sistema de conversión de la energía solar en térmica	11,19
Sistema de almacenamiento de la energía térmica	0,60
Bloque de potencia	51,98
Ingeniería y margen EPC	15,40
Total	106,55

Desglose de los costes de inversión por subsistemas funcionales

Sistema de captación de la energía solar

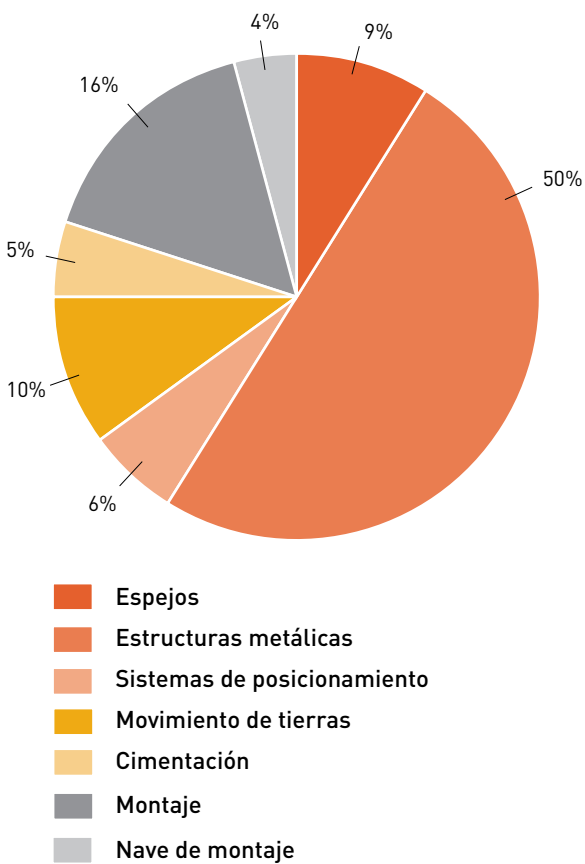
Como se ha comentado, en la tecnología Fresnel los costes relativos a los componentes específicos de la tecnología termosolar tienen un impacto inferior en el cómputo total de la central de referencia. No obstante, dentro de estos componentes, los relativos al sistema de captación de la energía solar son los más representativos, suponiendo aproximadamente el 26% del coste total.

Básicamente, el sistema de captación de la energía solar está compuesto por los componentes, tanto espejos como estructuras, que forman los concentradores lineales de Fresnel. Asimismo, este sistema incluye los sistemas necesarios para el posicionamiento de los espejos que permite concentrar la radiación solar. El coste de inversión del

sistema de captación de la energía solar incluye, además de los componentes específicos mencionados, los costes relacionados con la construcción, tales como nivelación del terreno, movimiento de tierras, montaje y montaje del campo, entre otros. La Figura 17 muestra el desglose de costes para el subsistema funcional referido.

Figura 17. Diagrama del desglose de costes para el sistema de captación de la energía solar para central con tecnología de receptor lineal de Fresne

Sistema de captación de la energía solar



Tal como se muestra en la Figura 17, la repercusión de las estructuras metálicas en comparación con el coste del resto de elementos del sistema de captación de la energía solar es la más importante, suponiendo cerca del 50% del coste asociado a este sistema. La Tabla 11 muestra los valores numéricos concretos para el subsistema considerado.

Tabla 11. Costes de inversión del sistema de captación de la energía solar para la central de receptor lineal de Fresnel (millones de euros)

Sistema de captación de la energía solar	27,37
Espejos	2,58
Estructuras metálicas	13,58
Sistemas de posicionamiento	1,59
Movimiento de tierras	2,72
Cimentación	1,51
Montaje	4,31
Nave de montaje	1,08

Sistema de conversión de la energía solar en energía térmica

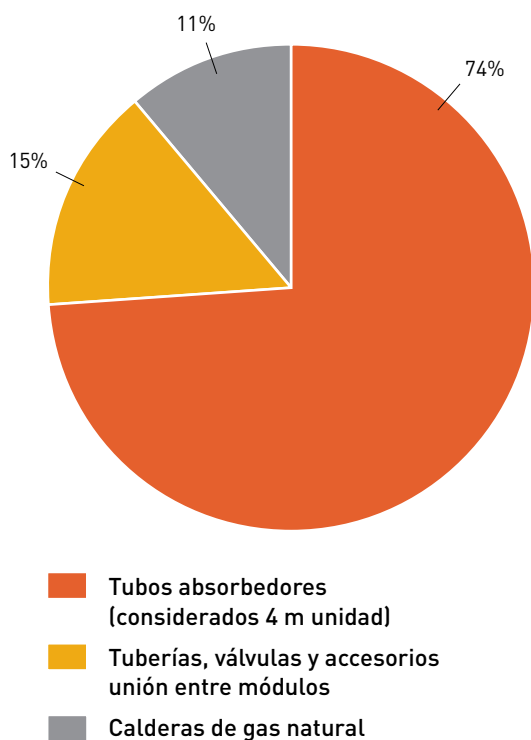
El sistema de conversión de la energía solar en energía térmica en el caso de la tecnología de concentradores lineales de Fresnel es menos complejo que en otras tecnologías y su repercusión en el coste total de la central también es reducida, cerca del 10%. Esto es principalmente debido a la tecnología de generación directa de vapor que se ha considerado como referencia, en la cual el vapor que se expande en la turbina es generado directamente en los tubos absorbedores, evitando fluidos secundarios, intercambiador de calor, etc.

Como es previsible, el coste principal del sistema de conversión de la energía solar en térmica es el asociado a los tubos absorbedores, cuyos costes se estiman en función de los precios disponibles para la tecnología de canales parabólicos para absorbedores comerciales con una dimensión casi estándar de 4 m.

Se presenta en la Figura 18 el desglose de los costes de este sistema en función de sus componentes principales, que en este caso se reducen a los tubos absorbedores, el sistema de tuberías, válvulas, etc. y las calderas de gas natural consideradas.

Figura 18. Diagrama del desglose de costes para el sistema de conversión de la energía solar en térmica para central de receptor lineal de Fresnel

Sistema de conversión de la energía solar en térmica



Una vez más, la Tabla 12 muestra los valores concretos utilizados en este análisis de costes.

Tabla 12. Costes de inversión del sistema de conversión de la energía solar en térmica para la central de receptor lineal de Fresnel (millones de euros)

Sistema de conversión de la energía solar en térmica	11,19
Tubos absorbedores (considerados 4 m unidad)	8,24
Tuberías, válvulas y accesorios unión entre módulos	1,68
Calderas de gas natural	1,27

Sistema de almacenamiento de la energía térmica

En la central de referencia de esta tecnología no se incluye ningún sistema de almacenamiento de energía térmica. Sin embargo, hay una consideración que se ha de tener en cuenta ya que la configuración de esta central hace que sea necesario contar con un separador de vapor que mantenga controladas las propiedades del vapor producido a través de los captadores. Este separador

de vapor consta de un depósito de vapor, ya sea un único o varios depósitos, que almacenan vapor saturado, actuando como amortiguador. El sistema no está diseñado específicamente con fines de almacenamiento, sino que proporciona cierto tiempo de reacción a la central eléctrica que puede ayudar en condiciones transitorias.

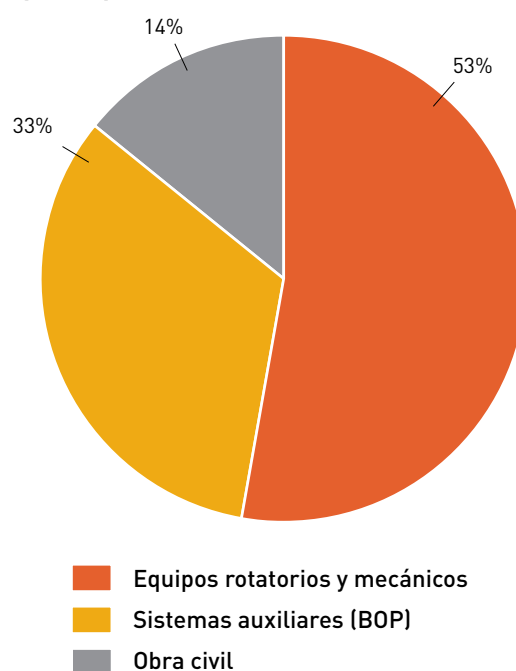
Por este motivo se han considerado dos depósitos de 160 m³ de capacidad cada uno dentro del subsistema de almacenamiento térmico, teniendo en cuenta que no puede considerarse realmente como tal, ya que su fin no es puramente el almacenamiento y posterior utilización de la energía, pero que físicamente es muy semejante. Ya que el coste de este sistema se reduce a la construcción de estos dos depósitos, cuyo coste total es aproximadamente de 600.000 €, no se presenta ningún desglose ni tabla de precios en este apartado.

Bloque de potencia

Por último en cuanto al análisis de los sistemas funcionales se presentan los costes asociados al bloque de potencia de la central, encargado de convertir la energía térmica en eléctrica. Como se vio en el desglose general, el peso de este sistema en la inversión total es el mayor de todos, alcanzando casi el 50% de la inversión total. Tal y como se ha mencionado, el bloque de potencia tiene una potencia total de 30 MW y está compuesto por dos turbinas de 15 MW por motivos operacionales, lo que lleva a una inversión superior a la esperada en términos de potencia instalada. El desglose de costes del sistema se muestra en la Figura 19.

Figura 19. Diagrama del desglose de costes para el bloque de potencia para la central de receptor lineal de Fresnel de referencia

Bloque de potencia



(Continuación)

La Tabla 13 muestra los valores numéricos concretos para el subsistema considerado:

Tabla 13. Costes de inversión del bloque de potencia para la central de receptor lineal de Fresnel de referencia (millones de euros)

Bloque de potencia	51,98
Equipos rotatorios y mecánicos	27,53

Sistemas auxiliares (BOP)	16,95
Obra civil	7,50

Detalle del modelo de costes de inversión

En la siguiente tabla se muestra la tabla del modelo económico de inversión completa, en la que se aprecian los precios unitarios considerados y las magnitudes concretas que llevan al desglose de gastos expuesto hasta este punto.

Tabla 14. Detalle del modelo de inversión de la central de receptor lineal de Fresnel de referencia (euros)

Sistema de captación de la energía solar					27.373.053
Espejos	12,00	Euros/m ² apertura	215.527	m ²	2.586.326
Estructuras metálicas	63,00	Euros/m ² apertura	215.527	m ²	13.578.214
Sistemas de posicionamiento	1.900,00	Euros/unidad	840	unidades	1.596.000
Movimiento de tierras	12,60	Euros/m ² apertura	215.527	m ²	2.715.642
Cimentación	7,00	Euros/m ² apertura	215.527	m ²	1.508.690
Montaje	20,00	Euros/m ² apertura	215.527	m ²	4.310.544
Nave de montaje	5,00	Euros/m ² apertura	215.527	m ²	1.077.636
Sistema de conversión de la energía solar en térmica					11.194.080
Tubos absorbedores (considerados 4 m unidad)	1.784,00	Euros/unidad	4.620	unidades	8.242.080
Tuberías, válvulas y accesorios unión entre módulos	4.000,00	Euros/modulo	420	módulos	1.680.000
Calderas de gas natural	42,40	Euros/kWt nominales	30.000	kWt	1.272.000
Sistema de almacenamiento de la energía térmica					600.000
Tanque 162 m ³ (incluida obra civil)	300.000,00	Euros/unidad	2	unidades	600.000

(Continuación)

Bloque de potencia					51.983.790
Equipos rotatorios y mecánicos	917,79	Euros/kW	30.000	kW	27.533.790
Sistemas auxiliares (BOP)	565,00	Euros/kW	30.000	kW	16.950.000
Obra civil	250,00	Euros/kW	30.000	kW	7.500.000
Ingeniería y margen EPC					15.399.021
Ingeniería PeM					1.501.203
Margen EPC (17%)					13.897.818
Total					106.549.945

Una vez descritos los costes de inversión de la central de referencia, los subsistemas en los que se descompone y el desglose de costes de estos subsistemas, se puede pasar a presentar la evolución estimada de los costes a lo largo del periodo 2010-2020.

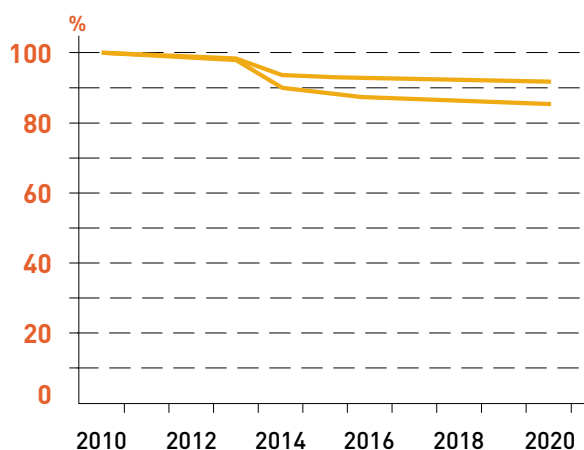
4.3.2 Evolución de los costes de inversión

Evolución del coste de inversión total

En la Figura 20 se muestra, de forma global, la reducción esperada en el coste de inversión relativo a las centrales de tecnología Fresnel a lo largo del periodo analizado. Como se ha hecho anteriormente, se presentan dos curvas, una referente a un escenario más conservador y otra relativa a un escenario más optimista.

Figura 20. Evolución del coste de inversión total para la central de receptor lineal de Fresnel

Evolución del coste de inversión total de la central



Como puede verse, se espera que los costes de inversión total de la planta de referencia experimenten una reducción de entre el 8% y el 14% para el año 2020. En los siguientes apartados se detallan las principales reducciones de costes asociadas a cada subsistema.

Desglose de la evolución de costes por subsistemas funcionales

A continuación se presentan las evoluciones estimadas para el coste de inversión de los diferentes sistemas funcionales de la central, así como para algunos componentes de especial relevancia. La estimación de la evolución del coste de inversión de cada uno de los sistemas y componentes se basa en los avances esperados en el periodo de estudio, que se especifican en cada caso.

Sistema de captación de la energía solar

Como se vio anteriormente, las estructuras metálicas son el componente más representativo dentro del coste del sistema de captación de la energía solar, ya que suponen aproximadamente el 50% del coste del mismo. Por esto, la evolución del coste de las estructuras metálicas es la que marca la tendencia general del sistema completo y, además, es la más significativa.

Las estructuras metálicas actuales diseñadas para los captadores de receptor lineal de Fresnel tienen todavía margen de optimización, tal como pasa con las de los canales parabólicos. Además, en este caso tan sólo se han implantado hasta la fecha un pequeño número de concentradores lineales de Fresnel dados los escasos equipos, tanto comerciales como de demostración, existentes, lo que hace que se espere una relevante reducción de costes en los próximos años.

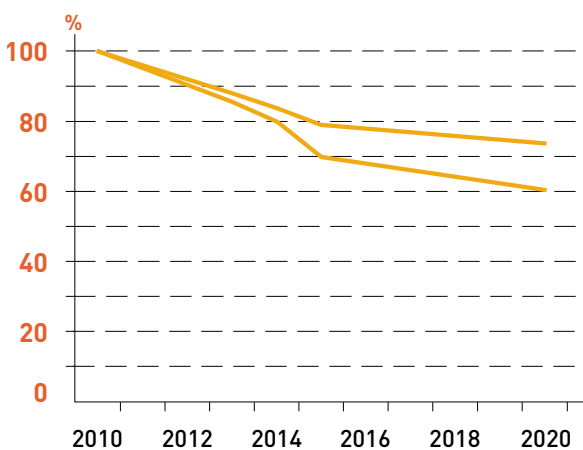
Los cambios relacionados con la implementación de la producción en masa, los nuevos diseños y el ahorro en materiales pueden tener un impacto importante que se estima alrededor del 20-25% a medio plazo (2015) y alrededor del 25-35% a largo plazo (2020).

Otro de los factores más importantes que hay que tener en cuenta es la estandarización. En la actualidad se está llevando a cabo un proceso de regulación de la tecnología CSP y se espera que esta regulación juegue un papel importante en todas las tecnologías. Este aspecto se explica más ampliamente en el apartado de canales parabólicos, ya que es la tecnología utilizada como punto de partida en el proceso de estandarización. Para dicha tecnología de canal parabólico se espera que tenga repercusión en el 2014, por lo que se estima que, para el resto de las tecnologías CSTP esta repercusión se produzca al menos un año más tarde. Por semejantes causas a las expuestas para la tecnología de canal parabólico, la estandarización se estima que implique una reducción de los costes de entre un 6 y un 12% en las estructuras metálicas de los concentradores Fresnel.

En la Figura 21 se presenta la evolución esperada en el coste de inversión relacionado con las estructuras metálicas.

Figura 21. Reducción estimada de costes en estructuras metálicas para la tecnología del reflector lineal de Fresnel

Evolución del coste de inversión total de la central



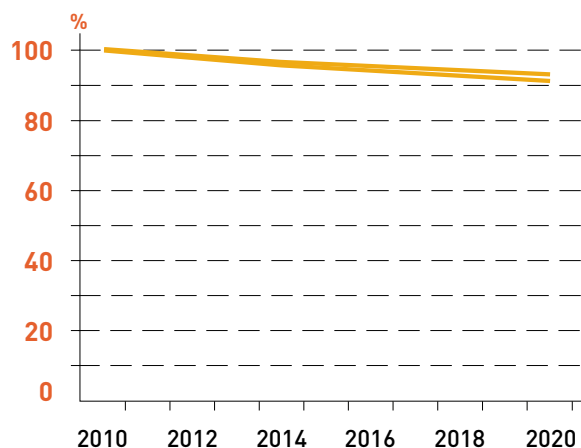
Aunque en este caso la repercusión de los espejos en el coste del subsistema de captación de la energía solar es mucho menor que en el resto de tecnologías, por similitud con el resto del documento se presenta también la evolución estimada en el coste de los mismos. Dado que los espejos utilizados en la tecnología Fresnel son más sencillos y de menor coste que en otras tecnologías, las reducciones de costes

se esperan, principalmente, como consecuencia de la aplicación de la producción en masa, así como de la posible introducción de nuevos materiales reflectores. No obstante, la tecnología actual de espejos adaptada a los reflectores lineales de Fresnel es muy madura y no se prevén avances especiales, por lo que la reducción de los costes en relación con la producción en masa se estima en alrededor del 4-5% en un plazo medio (2015), alcanzando una disminución de hasta el 8-6% a largo plazo.

En la Figura 22 se muestra gráficamente la evolución esperada en el coste de los espejos.

Figura 22. Reducción estimada de los costes en espejos, para la tecnología del reflector lineal de Fresnel

Evolución del coste de inversión de los espejos



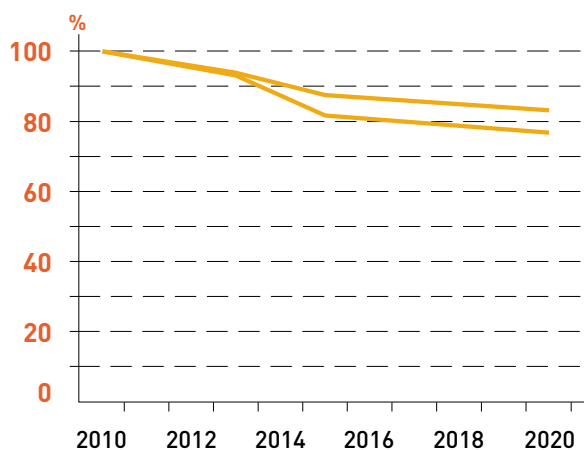
El resto de los componentes incluidos en el sistema de captación de la energía solar no se espera que experimenten reducciones de coste considerables.

Para el mecanismo de posicionamiento, solo se considera la reducción relacionada con la curva de experiencia, teniendo un PR del 85-87%. Los demás gastos de inversión incluidos dentro de este sistema están relacionados principalmente con la construcción y la mano de obra. La posible disminución de costes de las partidas del movimiento de tierras, así como del montaje y de la nave de montaje a construir, tan solo ha sido considerada en un escenario optimista, habiéndose evaluado mediante una curva de aprendizaje del 99% como consecuencia de la experiencia acumulada a lo largo de los años. En el caso de las cimentaciones se ha considerado un valor algo distinto para los dos escenarios de entre 98-99%.

La Figura 23 muestra la evolución de los costes de inversión a nivel global del sistema de captación de la energía solar.

Figura 23. Reducción estimada de los costes para el sistema de captación de la energía solar en la tecnología del receptor lineal de Fresnel

Evolución del coste de inversión del sistema de captación de energía solar



Sistema de conversión de la energía solar en energía térmica

Tal y como se ha podido observar anteriormente el tubo receptor es, con gran diferencia, el elemento más importante de este sistema. El coste de este elemento dentro del sistema de conversión de la energía solar en energía térmica supone un 74% del total, casi tres cuartas partes del coste global del sistema. Por eso, se considera necesario analizar la evolución de su coste de manera individual dentro del subsistema.

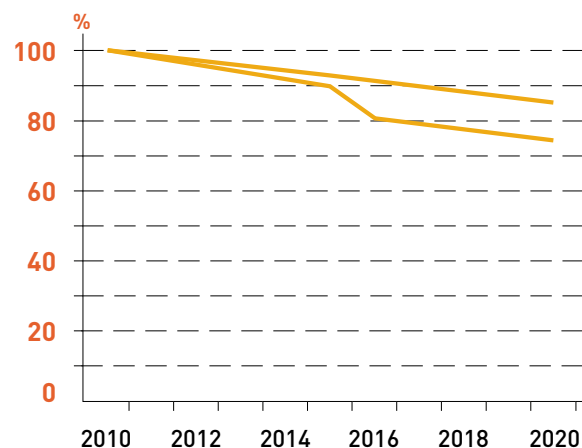
Esta tecnología cuenta a día de hoy con una corta experiencia de funcionamiento, y por lo tanto, el tubo receptor cuenta con un amplio rango de mejora y optimización. La reducción de costes estimada, asociada al desarrollo gradual que experimentará esta tecnología de aquí a 2020, se ha estimado en un valor mínimo de 15% pudiendo alcanzarse hasta un 20% en un escenario más optimista.

Además, se ha considerado un posible avance, de acuerdo con la predicción a través de la tecnología de canal parabólico. Se ha identificado en dicha tecnología la opción de aumentar el tamaño de los tubos receptores, reduciendo así los costes de inversión en la fabricación. Este cambio también podría estar relacionado con los tubos de vacío de la tecnología de receptor lineal de Fresnel, dado que tienen una configuración similar. Esta previsión se ha analizado para el caso más optimista, suponiendo una repercusión de aproximadamente el 10% en la reducción de costes para el año 2016.

A partir de lo que se ha comentado con respecto al tubo receptor, la evolución de los costes previstos para el mismo se muestra en la Figura 24.

Figura 24. Reducción estimada de costes para tubos absorbedores en la tecnología de Fresnel

Evolución del coste de inversión de los tubos absorbedores

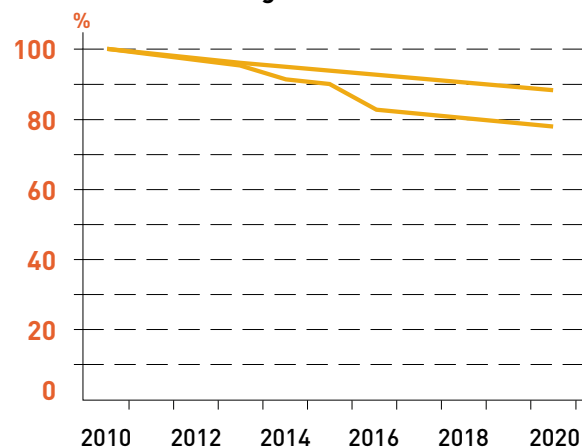


Los demás componentes del subsistema que se está analizando en este apartado consisten básicamente en elementos convencionales que se pueden encontrar en cualquier otro sector industrial. Tanto para las tuberías, válvulas y elementos de unión, como para la caldera de gas natural no se considera necesario realizar un análisis individual. Para el caso de los elementos de unión se ha considerado una reducción de costes asociado al aprendizaje con un PR de 98% en un juicio más conservador, aumentando hasta un 95% para el escenario más optimista. Por otro lado, no consideramos cambios notables para la caldera de gas, de modo que únicamente se ha considerado una curva de aprendizaje del 99% en el caso optimista.

La reducción global de los costes previstos para todo el sistema se muestra en la Figura 25.

Figura 25. Reducción estimada de costes para el sistema de conversión de energía solar a térmica para la tecnología de Fresnel

Evolución del coste de inversión de sistema de conversión de la energía solar en térmica



Sistema de almacenamiento de la energía térmica
 Como se ha visto, el sistema de almacenamiento tal y como se entiende en la tecnología solar termoeléctrica no se contempla en la planta de referencia de tecnología Fresnel. Los tanques que se han incluido en este sistema hacen una función similar al almacenamiento, dado que le dan a la planta un cierto margen de respuesta ante transitorios, si bien esto es más un sistema de amortiguación que un sistema de almacenamiento térmico.

Por lo tanto no hay comentarios especiales a hacer sobre la reducción de costes asociados al sistema actual, tal y como se ha expuesto en este apartado. El coste del sistema de amortiguación es un coste estable, no se espera que experimente un descenso considerable y únicamente se le ha aplicado una reducción de costes por aprendizaje del 98% en un caso más moderado y un 95% en un caso más optimista.

Bloque de potencia

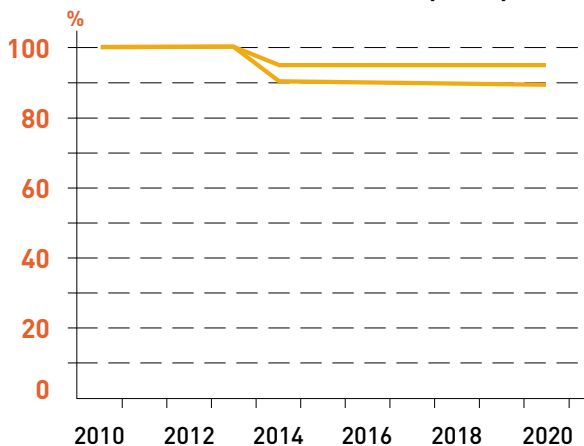
En los últimos años, los elementos asociados a las instalaciones convencionales ya han experimentado un gran impacto en su reducción de costes. Esa es la razón por la cual, en general, para la configuración de la central aquí considerada como de referencia, de ciclo Rankine con vapor saturado, no se espera una reducción de costes más allá de la esperada curva de experiencia.

Para este análisis, se ha elegido como evolución del coste del sistema para los equipos rotatorios y mecánicos un PR del 99-100%, limitado por las duras condiciones de funcionamiento de la central eléctrica, y se ha tomado para los sistemas auxiliares (BOP) un índice del 90-95%. De la misma forma, la obra civil asociada a la instalación del bloque de potencia solo se ha reducido como consecuencia de la experiencia a un 99% en el caso optimista.

La reducción de los costes totales previstos para el bloque de potencia se muestra en la Figura 26.

Figura 26. Reducción estimada de costes para el bloque de potencia para la tecnología de Fresnel

Evolución del coste de inversión del bloque de potencia



4.3.3 Evolución del coste normalizado de la energía

Evolución de la eficiencia de la central

Con el fin de calcular el coste normalizado de la energía (LEC), es necesario, no sólo conocer la evolución de los costes de inversión, sino también estimar el posible incremento de la eficiencia en el rendimiento de la planta, ya que es un parámetro clave para el análisis del LEC.

El análisis de la evolución de la eficiencia está relacionado con las mejoras tecnológicas esperadas en el período de tiempo considerado. Como es imposible predecir cuándo van a tener lugar estas mejoras en la eficiencia en dicho plazo, solo se consideran aumentos de la eficiencia global esperada para los años 2015 y 2020. Estas mejoras en la eficiencia se han considerado como lineales a lo largo de los años.

Como se muestra en la Tabla 15, se espera una mejora global de las plantas de 3-5% para el año 2015, llegando hasta el 13-20% en 2020.

Tabla 15. Evolución máxima y mínima del rendimiento entre 2015 y 2020

	2015	2020
Incremento mínimo de la eficiencia (%)	3	13
Incremento máximo de la eficiencia (%)	5	20

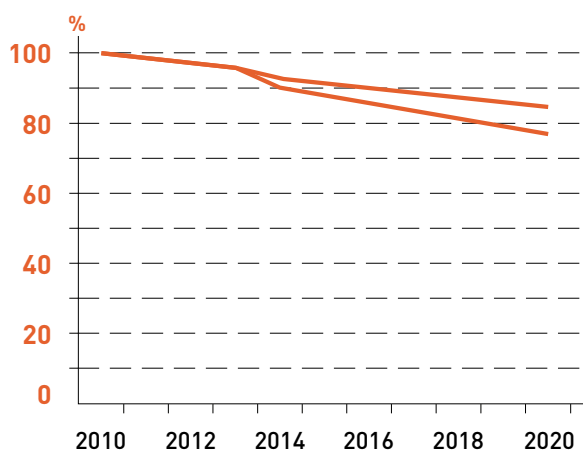
Estas cifras se basan en los avances tecnológicos relacionados con los nuevos diseños de estructuras metálicas, las mejoras en los espejos y en las propiedades de los receptores, el aumento en el tamaño del receptor y del captador, y un ligero avance en la eficiencia de la turbina.

4.3.4 Evolución del LEC

El LEC se ha calculado según la estimación que se ha hecho de la evolución del coste de inversión y del incremento de la eficiencia de la central, tal y como se ha expuesto anteriormente (ver 2.2.4). La aplicación de este cálculo durante estos años nos lleva a la representación mostrada en la Figura 27.

Figura 27. Evolución estimada del LEC para el periodo 2010-2020

Evolución del LEC



El caso base para esta evolución del LEC se ha calculado de acuerdo al coste real de la inversión detallado en los apartados anteriores y a una planta de producción de referencia de 65 GWh/año como un valor apropiado para la operación de la planta, en un emplazamiento que reciba alrededor de 2050 kWh/m²·año en una latitud próxima a los 37.4°. En este caso base, el LEC obtenido para 2010 es de aproximadamente 0,135 /kWh y se prevén unas reducciones de entre 7 y 12% para 2015, y entre el 15 y el 24% para 2020.

4.4 SISTEMAS DE RECEPTOR CENTRAL

4.4.1 Coste de inversión de centrales de referencia

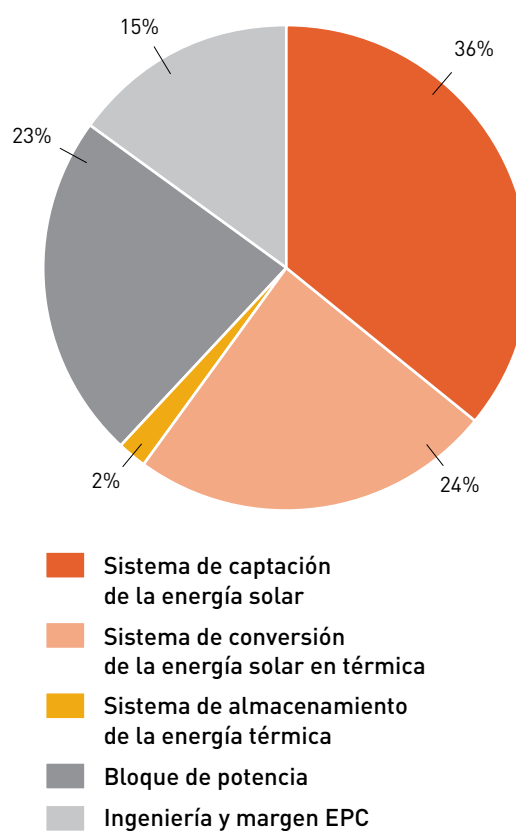
En primer lugar se presenta el coste de inversión total de la central de referencia desglosado según los subsistemas funcionales definidos, con el fin de dar una idea de la importancia que cada uno de los sistemas tiene en el coste total de la central. Tal y como se ha explicado en el capítulo 3, se ha tomado como referencia una planta de 50 MW con 6 h de almacenamiento. Posteriormente, se describen los diferentes subsistemas en función de los elementos que los componen y se muestra nuevamente el desglose de costes de cada uno de ellos.

Coste de inversión total

El coste de inversión total de la central de referencia definida para la tecnología de torre es de aproximadamente 285 M€. La Figura 28 muestra el desglose de costes según los principales subsistemas funcionales y costes generales de la inversión.

Figura 28. Desglose de coste de inversión para central de torre de referencia

Desglose del coste total de inversión



Como puede verse, en esta central de referencia, el sistema de captación solar y el sistema de conversión de la energía solar en térmica suponen un 60% de los costes de inversión de la central termosolar. También es importante señalar que, en este caso, el sistema de almacenamiento térmico no incluye el coste del medio de almacenamiento, ya que coincide con el fluido de trabajo y, por tanto, se ha incorporado en el sistema de conversión térmica.

En la Tabla 16 se presentan los costes de cada uno de los sistemas de forma numérica para el caso de referencia objeto de este análisis.

Tabla 16. Costes totales de inversión de la central de torre (millones de euros)

Concepto	Importe (millones de euros)
Sistema de captación de la energía solar	103,26
Sistema de conversión de la energía solar en térmica	69,03
Sistema de almacenamiento de la energía térmica	5,92
Sistema de conversión de la energía térmica en eléctrica	66,00
Ingeniería y margen EPC	40,84
Total	285,06

De acuerdo con la información obtenida, y teniendo en cuenta todas las consideraciones expuestas, se van a analizar los costes de inversión asociados a cada sistema de la planta de referencia.

Desglose de los costes de inversión por subsistemas funcionales

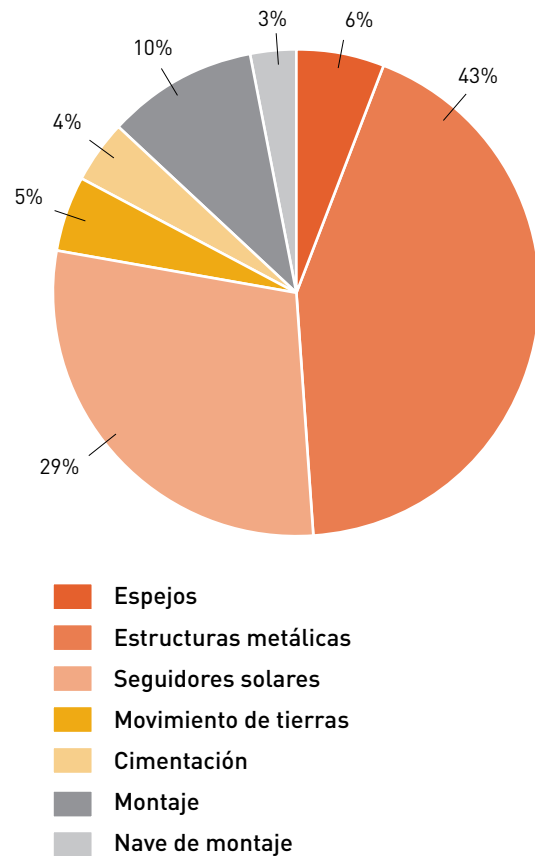
Sistema de captación de la energía solar

Según el desglose de costes presentado anteriormente, el sistema de captación de la energía solar es el que mayor peso tiene en el coste total de la central. Sin embargo, es necesario remarcar que este sistema puede ser muy diferente de una planta de torre específica a otra y, por tanto, los costes y el desglose realizado para este sistema corresponden únicamente al diseño de la central de referencia establecida y se pueden esperar diferencias significativas en caso de contemplar diseños diferentes. Tal como se ha visto, en la central de referencia se ha fijado un campo solar que considera una distribución circular de la planta.

El desglose de costes del sistema de captación de la energía solar se muestra en la Figura 29.

Figura 29. Desglose de los costes de inversión del sistema de captación de la energía solar para la central de torre de referencia

Sistema de captación de energía solar



Como se puede observar, la fracción más importante de los costes del sistema de captación de energía solar se asocia a la estructura de soporte de los heliostatos y supone un porcentaje del 43%. En un segundo lugar, los mecanismos de posicionamiento, que permiten el seguimiento del sol, tienen un peso en el coste del sistema del 29%. Es interesante observar que los espejos sólo representan un 6% de todo el sistema, casi un tercio de la fracción que este componente representa en la tecnología de canal parabólico (16%). Esto es una consecuencia del proceso de curvatura llevado a cabo en la tecnología de canales parabólicos, que encarece considerablemente el coste de los espejos.

La Tabla 17 muestra los valores numéricos concretos del coste del sistema de captación solar:

Tabla 17. Costes de inversión del sistema de captación de la energía solar para la central de torre (millones de euros)

Sistema de captación de la energía solar	103,26
Espejos	6,35
Estructuras metálicas	44,44
Seguidores solares	29,99
Movimiento de tierras	5,55
Cimentación	3,70
Montaje	10,58
Nave de montaje	2,65

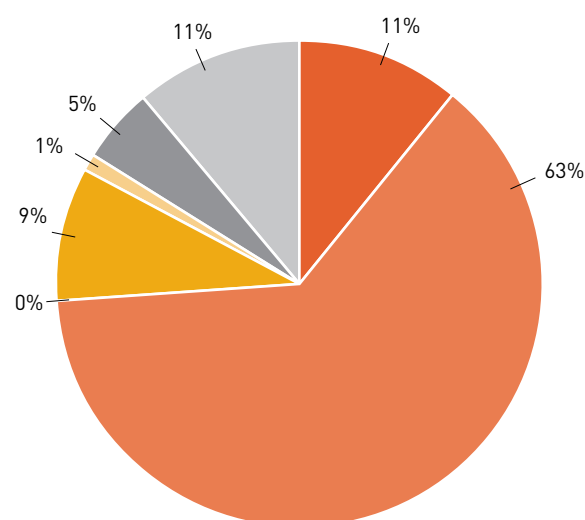
Sistema de conversión de la energía solar en energía térmica

El segundo de los subsistemas más importantes respecto al impacto en los costes de inversión de la central es el sistema de conversión de la energía solar en energía térmica. Este sistema, en la tecnología de torre, presenta diferencias muy significativas frente a la tecnología de canal parabólico y a la de colectores lineales de Fresnel. Concretamente, en este caso el receptor solar es el único elemento del sistema y está situado en una torre. Esto implica algunas consideraciones nuevas:

- La existencia de un nuevo elemento, la torre, que permite situar el receptor a una altura considerable del suelo, añade nuevos costes de inversión, tanto en materiales como en su construcción.
- Por otro lado, el fluido de intercambio de calor consiste en este caso en sales fundidas, con un costo menor que el aceite térmico, pero se incluyen en este sistema todas las sales necesarias para la central, incluida la parte correspondiente al almacenamiento térmico.
- Además, la necesidad de bombear este nuevo fluido de intercambio y el hecho de que el receptor se encuentre a gran altura, implica equipos diferentes y más potentes en el sistema de trasiego de las sales (tuberías, bombas, válvulas, etc.). En función de las consideraciones anteriores, se muestra el desglose del sistema de conversión de la energía solar en energía térmica en la Figura 30.

Figura 30. Desglose de los costes de inversión del sistema de conversión de la energía solar en energía térmica para la central de torre de referencia

Sistema de conversión de la energía solar en térmica



- Fluido de trabajo (sales fundidas)
- Receptor solar
- Sistema mecánico (tuberías, válvulas, montaje)
- Sistema de protección contra incendios
- Sistema de inertización
- Calderas de gas natural
- Obra civil: torre receptor

Como se puede observar en la Figura 30, el receptor solar representa el componente más importante en el sistema de conversión de la energía solar en energía térmica, suponiendo un 63% del coste total en el caso de referencia considerado.

A modo de referencia, la Tabla 18 muestra los costes concretos para este subsistema:

Tabla 18. Costes de inversión del sistema de conversión de la energía solar en térmica para la central de torre de referencia (millones de euros)

Sistema de conversión de la energía solar en térmica	69,03
Fluido de trabajo (sales fundidas)	7,55

(Continuación)

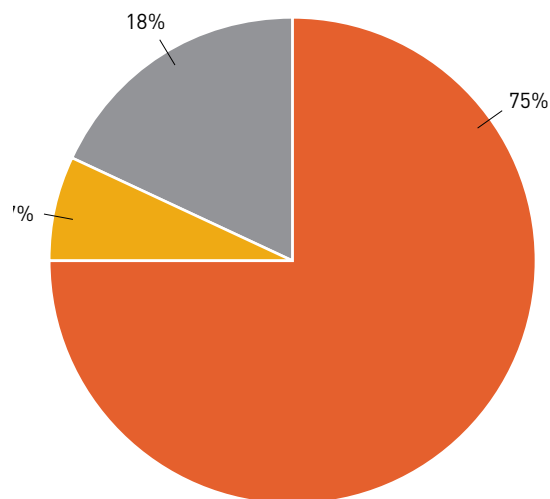
Sistema de conversión de la energía solar en térmica	69,03
Receptor solar	43,78
Sistema mecánico (tuberías, válvulas, montaje)	6,08
Sistema de protección contra incendios	0,54
Sistema de inertización	0,30
Calderas de gas natural	3,18
Obra civil: torre receptor	7,60

Sistema de almacenamiento de la energía térmica
 Dada la tecnología de referencia fijada para las centrales de torre y el desglose en subsistemas funcionales establecido, el sistema de almacenamiento térmico supone una pequeña parte del coste total de la inversión en la central. El sistema de almacenamiento térmico considerado es también un sistema de almacenamiento con dos depósitos de sales fundidas, semejante al utilizado en la tecnología de canales parabólicos, sin embargo existen ciertas diferencias fundamentales respecto a lo visto en dicha tecnología, principalmente derivadas de utilizarse el mismo fluido en el sistema de conversión térmica y en el de almacenamiento. La principal diferencia que afecta de manera importante al coste asociado a este sistema es que el medio de almacenamiento, las sales fundidas, han sido consideradas en el sistema de conversión de la energía solar en térmica y, por tanto, no aparecen en el desglose de costes de este sistema. Sin embargo, cabe notar que una gran parte de la cantidad de sales consideradas en el sistema anterior se deben a la presencia de este sistema de almacenamiento. Además de esta, existe otra diferencia fundamental respecto al sistema de almacenamiento visto en la tecnología de canal parabólico, ya que en este caso no es necesario ningún intercambiador de calor y, por tanto, se abaratan los costes del sistema.

Teniendo en cuenta las características del sistema de almacenamiento, tal y como se ha definido, el desglose de costes se muestra en la Figura 31.

Figura 31. Desglose de los costes de inversión del sistema de almacenamiento de la energía térmica para la central de torre de referencia

Sistema de almacenamiento de la energía térmica



- Sistema de trasiego: tanques y tuberías. (Obra civil incluida)
- Sistema de llenado inicial
- Obra civil

Al igual que en los casos anteriores, la Tabla 19 muestra los valores numéricos concretos para el subsistema considerado:

Tabla 19. Costes de inversión del sistema de almacenamiento de la energía térmica para la central de torre de referencia (millones de euros)

Sistema de almacenamiento de la energía térmica	5,92
Sistema de trasiego: tanques y tuberías. (Obra civil incluida)	4,44
Sistema de llenado inicial	0,42
Obra civil	1,06

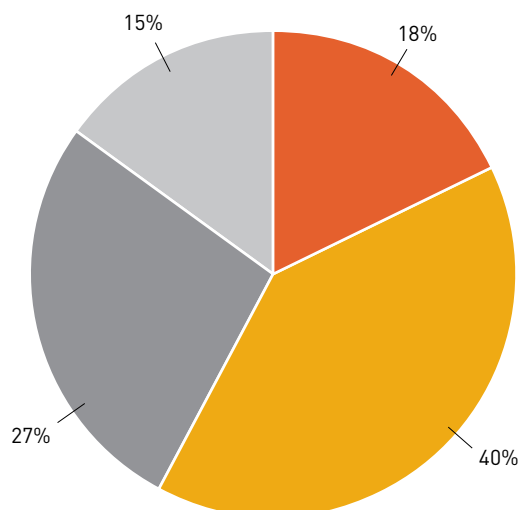
Bloque de potencia

Aunque el sistema del bloque de potencia tiene un peso importante en la inversión total de la central, no hay observaciones especiales que hacer. La principal diferencia de este caso en comparación con los casos ya analizados, es el intercambiador de calor. Mientras que en la tecnología de receptor lineal Fresnel no existe la necesidad de un intercambiador de calor, ya que opera con la generación directa de vapor, y en la tecnología de canales parabólicos

se utiliza un intercambiador de calor aceite/vapor, en ésta se necesita un intercambiador de calor sales/vapor, ya que el fluido de intercambio de calor es diferente.

Figura 32. Desglose de los costes de inversión del bloque de potencia para la central de torre de referencia

Bloque de potencia



- Intercambiadores de calor sales/vapor
- Equipos rotatorios y mecánicos
- Sistemas auxiliares (BOP)
- Obra civil

La Tabla 20 muestra los valores numéricos concretos para el subsistema considerado:

Tabla 20. Costes de inversión del bloque de potencia para la central de torre de referencia (millones de euros)

Bloque de potencia	66
Intercambiadores de calor sales/vapor	12
Equipos rotatorios y mecánicos	26
Sistemas auxiliares (BOP)	18
Obra civil	10

Detalle del modelo de costes de inversión

Tabla 21. Detalle del modelo de inversión de la central de torre de referencia (euros)

Sistema de captación de la energía solar					103.260.960
Espejos	12,00	Euros/m ² apertura	528.996	m ²	6.347.953
Estructuras metálicas	84,00	Euros/m ² apertura	528.996	m ²	44.435.672
Seguidores solares	7.000,00	Euros/unidad	4.285	m ²	29.995.000
Movimiento de tierras	10,50	Euros/m ² apertura	528.996	m ²	5.554.459
Cimentación	7,00	Euros/m ² apertura	528.996	m ²	3.702.972
Montaje	20,00	Euros/m ² apertura	528.996	m ²	10.579.922
Nave de montaje	5,00	Euros/m ² apertura	528.996	m ²	2.644.980

(Continuación)

Sistema de conversión de la energía solar en térmica					69.029.533
Fluido de trabajo (sales fundidas)	0,72	Euros/kg	10.483.870	kg	7.548.387
Receptor solar	210,00	Euros/kWt nominales. Receptor	208.457	kWt	43.776.112
Sistema mecánico (tuberías, válvulas, montaje)	29,17	Euros/kWt nominales. Receptor	208.457	kWt	6.080.710
Sistema de protección contra incendios	540.000	unidades	1	und	540.000
Sistema de inertización	300.000	unidades	1	und	300.000
Calderas de gas natural	63,60	Euros/kWt nominales. Caldera	50.000	kWt	3.180.000
Obra civil: torre receptor	801.490 *EXP(0,012*h)	Euros (Exponencial con Altura)	187,5	m	7.604.322
Sistema de almacenamiento de la energía térmica					5.922.000
Sistema de trasiego: tanques y tuberías. (Obra civil incluida)	14,80	Euros/kWhe capacidad	300.000	kWhe	4.440.000
Sistema de llenado inicial	1,41	Euros/kWhe capacidad	300.000	KWhe	423.000
Obra civil	3,53	Euros/kWhe capacidad	300.000	KWhe	1.059.000
Bloque de potencia					66.000.000
Intercambiadores de calor sales/vapor	240,00	Euros/kW	50.000	kW	12.000.000
Equipos rotatorios y mecánicos	520,00	Euros/kW	50.000	kW	26.000.000
Sistemas auxiliares (BOP)	360,00	Euros/kW	50.000	kW	18.000.000
Obra civil	200,00	Euros/kW	50.000	kW	10.000.000
Ingeniería y margen EPC					40.844.540
Ingeniería PeM					3.663.187
Margen EPC (15%)					37.181.352
Total					285.057.033

Una vez descritos los costes de inversión de la central de referencia, los subsistemas en los que se descompone y el desglose de costes de estos subsistemas, se puede pasar a presentar la evolución estimada de los costes a lo largo del periodo 2010-2020.

4.4.2 Evolución de los costes de inversión

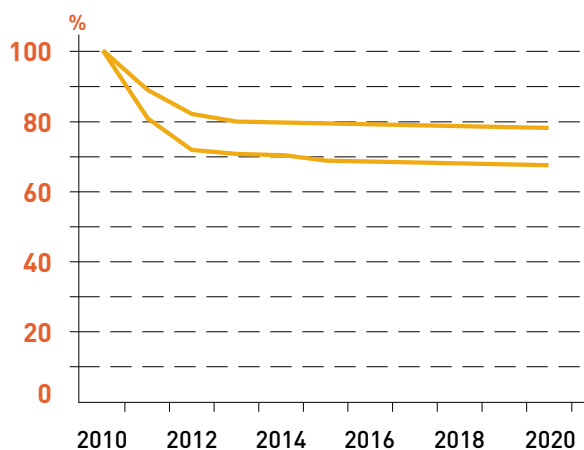
Tal y como se ha venido haciendo en las tecnologías anteriores, la evolución esperada de los costes de inversión, tanto de la central completa como de los diferentes subsistemas y componentes, se estima según dos escenarios, uno conservador y otro más optimista. En lo que sigue, se proporcionan las reducciones de coste esperadas en forma de rangos, asociando los valores inferiores al escenario conservador y los superiores al optimista.

Evolución del coste de inversión total

A nivel global de la planta, la evolución del coste de inversión se muestra en la Figura 33. En esta gráfica se pueden apreciar claramente ambos rangos, optimista y moderado, de las estimaciones realizadas. Tal y como se puede observar, se espera que el coste de inversión total experimente una reducción de entre el 21% y el 33% para el año 2020.

Figura 33. Evolución del coste de inversión total estimada para la central de torre de referencia

Evolución del coste de inversión total de la central



A continuación se van a analizar las principales reducciones de costes asociadas a cada sistema de la planta.

Desglose de la evolución de costes por subsistemas funcionales

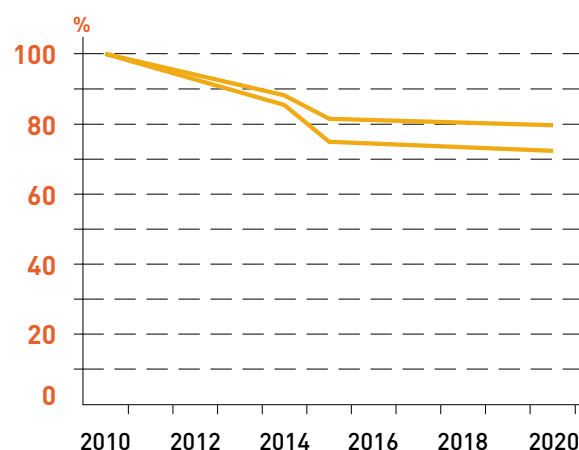
Sistema de captación de la energía solar

Como se ha visto anteriormente, el componente con mayor importancia en el coste del sistema de captación de la energía solar es las estructuras metálicas de los heliostatos, que suponen un 43% de la inversión total del sistema. Se espera que la reducción de costes asociados a estas estructuras esté ligada a los mismos factores que ya se han explicado en la tecnología de canales parabólicos. Así, en este caso, la reducción de los costes relacionados con la reducción de peso y la producción en masa se espera que tenga un efecto de alrededor del 15-18% para 2015 y del 17-20% para el año 2025. Por otro lado, la reducción de coste asociada a la estandarización se ha considerado como un hito tecnológico, esta vez en 2015, con un rango de reducción de costes del 6-12%.

La evolución del coste de las estructuras metálicas se presenta en la Figura 34.

Figura 34. Evolución del coste de las estructuras metálicas estimada para la central de torre de referencia

Evolución del coste de inversión de las estructuras metálicas



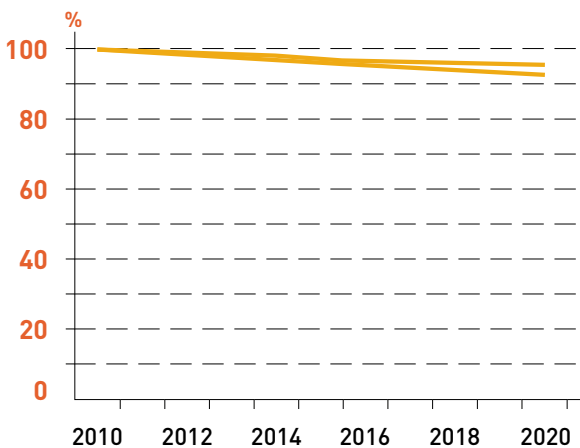
Los espejos utilizados en la planta de referencia de torre suponen alrededor de un 6% de la inversión total del sistema, y se pueden hacer consideraciones similares a las realizadas en las demás tecnologías. Al ser espejos planos, al igual que

en el caso de la tecnología Fresnel, la inversión a realizar es muy inferior a la correspondiente en cilindros parabólicos, donde los espejos suponían un 16% del total.

Para el análisis de la reducción de costes de este componente, tan sólo se tiene en cuenta el factor relacionado con la aparición de nuevos conceptos en términos de materiales que puedan abaratar los costes, aunque con repercusiones inferiores a las previstas, por ejemplo, en la tecnología de canales parabólicos. La reducción de costes en los espejos se estima alrededor del 4-5% a corto/medio plazo y de alrededor del 6-8% a medio/largo plazo. Esta evolución de los costes se puede observar en la Figura 35.

Figura 35. Reducción de costes estimados para espejos en la tecnología de torre

Evolución del coste de inversión de los espejos



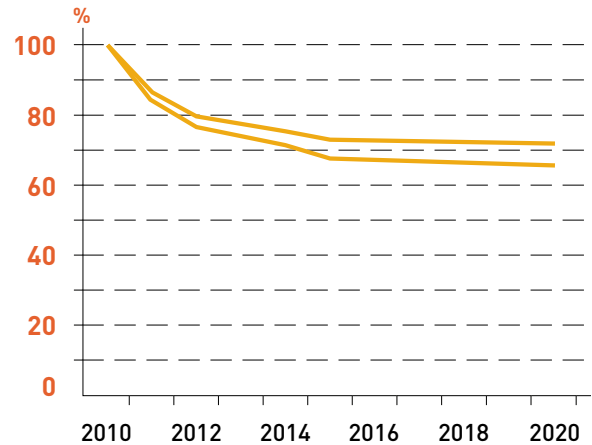
Para el resto de elementos incluidos en el sistema de captación de la energía solar no se espera una reducción notable de costes. Los mecanismos de seguimiento son los componentes que pueden verse más afectados como consecuencia, principalmente, de las reducciones de coste asociadas a la curva de aprendizaje. Para este componente, se estima una curva correspondiente a un PR del 85-87%.

El resto de componentes y el trabajo de mano de obra contemplados no experimentarán una disminución significativa de los costes, si bien en el escenario optimista se han considerado valores de PR de 99%, al considerar que la experiencia acumulada puede traer consigo una ligera reducción de costes en todos los aspectos de su construcción. En el caso de las cimentaciones, se ha dado un valor de PR de entre 98-99%.

La Figura 36 muestra la evolución del coste del sistema de captación de la energía solar.

Figura 36. Reducción de costes estimados para el sistema de captación de la energía solar para la tecnología de torre

Evolución del coste de inversión del sistema de captación de la energía solar

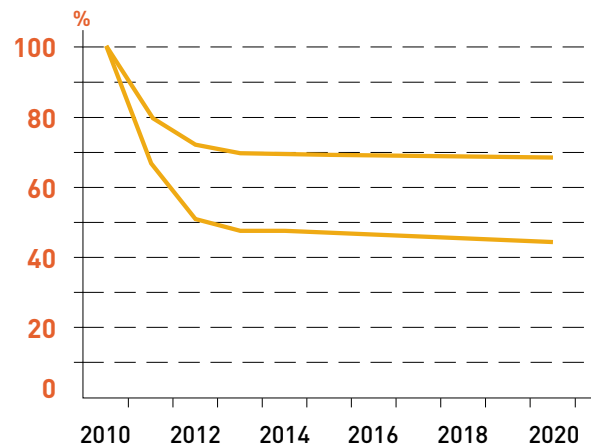


Sistema de conversión de la energía solar en energía térmica

El elemento más importante del sistema de conversión de la energía solar en energía térmica es el receptor solar, que supone un 63% de la inversión necesaria dentro de este grupo, tal y como se ha visto antes. El receptor solar implementado en el caso actual consiste principalmente en unos tubos de acero inoxidable, a través de los cuales pasa el flujo de sales fundidas, y absorbe la radiación del campo solar. No se espera ninguna especial reducción de los costes, y por consiguiente se considera una curva de experiencia del 90-95%.

Figura 37. Evolución del coste de inversión el receptor solar

Evolución del coste de inversión del receptor solar



Del resto de los elementos no se espera que experimenten grandes cambios. En el caso del intercambiador de calor se ha considerado una evolución similar a la de la tecnología de canales parabólicos, ajustando su reducción de costes a una curva de experiencia del 75-85%. En cuanto a los demás equipos incluidos en este sistema, se han ajustado diferentes curvas de experiencia en función al tipo de elemento.

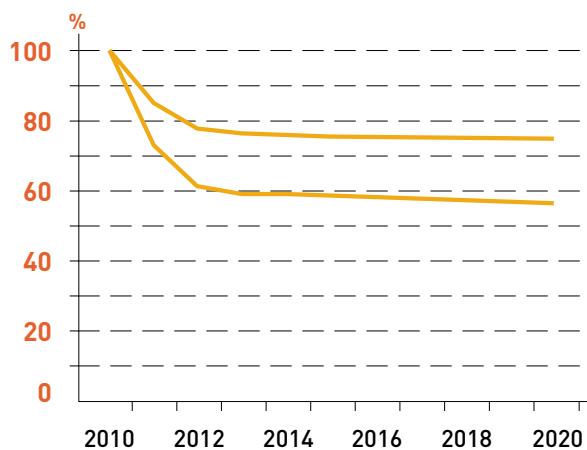
En el caso de las sales fundidas, al ser una sustancia bien conocida y empleada comúnmente en el ámbito industrial, no se esperan cambios drásticos en su coste, aunque sí algo superior al resto de los elementos más convencionales. Se ha tomado una curva de aprendizaje con un valor del PR de 93-95%. Para los sistemas de protección contra incendios e inertización, se han tomado valores de 95-98%.

El componente más novedoso incluido en este sistema en comparación con las otras tecnologías estudiadas es la torre del receptor. Sin embargo, la torre es una construcción típica con una gran experiencia en sectores relacionados con grandes infraestructuras. Así que su evolución de costo esperado puede considerarse insignificante. Para su evolución se ha tomado una curva como resultado de la experiencia con los años, con un PR de 99% solo en el escenario optimista.

La evolución en el conjunto del sistema se muestra en la Figura 38:

Figura 38. Reducción del coste estimado para el sistema de conversión de la energía solar en energía térmica para la planta de receptor central de referencia

Evolución del coste de inversión del sistema de conversión de la energía solar en térmica



Sistema de almacenamiento de la energía térmica
Para este sistema se pueden hacer consideraciones similares a las de la tecnología de canales parabólicos. La configuración del sistema de almacenamiento térmico es la misma que la adoptada para la planta de referencia de canales parabólicos: dos tanques (frío y caliente).

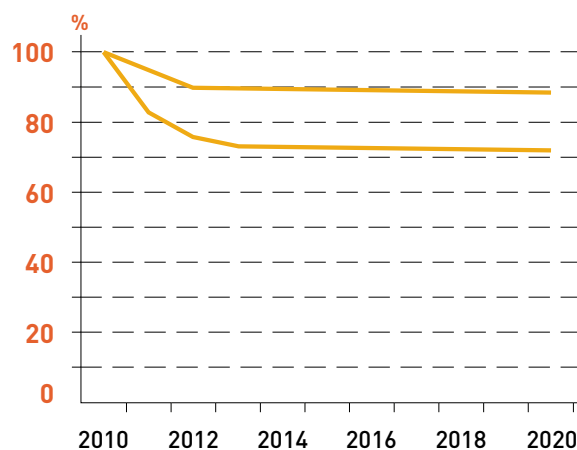
El único cambio importante que se puede esperar en la evolución del coste de este sistema es similar al explicado en la tecnología de canales parabólicos. La implementación del concepto de termoclina, en el caso de que se llevara a cabo, conllevaría una reducción en la cantidad necesaria de sales fundidas y causaría un impacto en la reducción de costes en torno al 20%. El resto de los equipos relacionados con esta reducción de la cantidad de fluido de almacenamiento experimentarán una reducción de costes de un 10%.

No obstante, esta opción solo se contemplaría como probable dentro del escenario optimista. A nivel general, se pueden estimar dos curvas de aprendizaje diferentes para los componentes que conforman este sistema. Para el sistema de llenado inicial y el sistema de trasiego ha sido estimada una curva de aprendizaje del 95-98%, mientras que la obra civil necesaria para la construcción del sistema, tan solo contempla una reducción por aprendizaje con un PR del 99% en el caso más optimista.

La evolución esperada de la reducción de costes para este sistema se representa está representada en la Figura 39.

Figura 39. Reducción de costes estimada para el sistema de almacenamiento de la energía para planta de torre de referencia

Evolución del coste de inversión del sistema de almacenamiento de energía térmica



Bloque de potencia

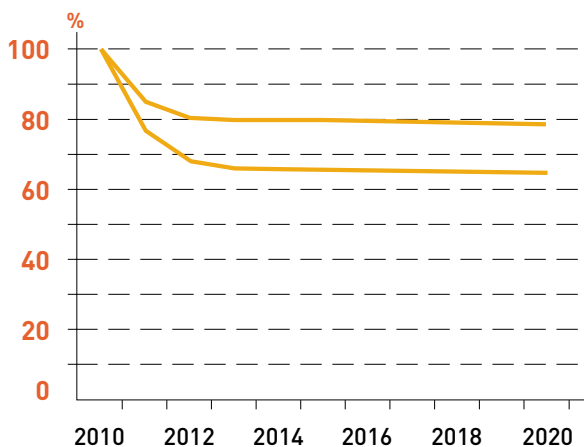
Dado que el bloque de potencia está formado, principalmente, por componentes convencionales con probada experiencia, no se prevén evoluciones tecnológicas significativas en el periodo analizado, al igual que se comentaba en las anteriores tecnologías termosolares.

Las curvas de aprendizaje utilizadas son similares a las estimadas para los mismos elementos de la central de canales parabólicos. El único elemento distinto entre ambas tecnologías es el intercambiador de calor, que en este caso la transferencia de energía tiene lugar entre las sales fundidas y el agua. No obstante, la estimación se ha hecho similar, con un PR del 75-85%. Para los equipos rotatorios y mecánicos, así como para la obra civil se ha tomado de nuevo un valor de 99% para la curva de aprendizaje en el caso optimista, y para los sistemas auxiliares (BOP) de 90-95%.

La reducción global estimada de costes para el sistema del bloque de potencia se muestra en la Figura 40:

Figura 40. Reducción de costes estimada para el bloque de potencia para la planta de central de torre de referencia

Evolución del coste de inversión del bloque de potencia



4.4.3 Evolución del coste normalizado de la energía

Evolución de la eficiencia de la central

Con el fin de calcular el coste normalizado de la energía (LEC), es necesario, no sólo conocer la evolución de los costes de inversión, sino también estimar el posible incremento de la eficiencia en el rendimiento de la planta, ya que es un parámetro clave para el análisis LEC.

El análisis de la evolución de la eficiencia se relaciona con las mejoras tecnológicas esperadas en el período de tiempo considerado. Como es imposible

hacer predicciones exactas sobre cuándo van a tener lugar estas mejoras en la eficiencia en dicho periodo, se están considerando únicamente el incremento de la eficiencia global esperada para el año 2015 y en 2020. Estas mejoras en la eficiencia se han considerado como lineales a lo largo de los años.

Como se puede observar en la Tabla 22 se espera para el año 2015 una mejora global de las plantas del 4-6%, llegando hasta el 6-8% en 2020.

Tabla 22. Evolución máxima y mínima de la eficiencia esperada de la central entre 2015 y 2020

	2015	2020
Incremento mínimo de la eficiencia (%)	4	6
Incremento máximo de la eficiencia (%)	6	8

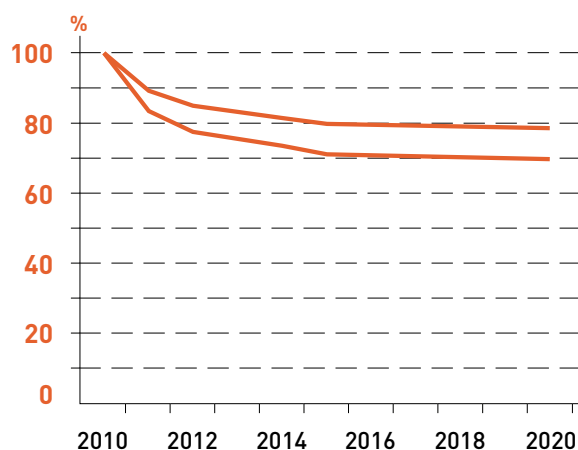
Estas cifras se basan en los avances tecnológicos relacionados con nuevos diseños en las estructuras metálicas, las mejoras en los espejos y en las propiedades de los receptores, el aumento del tamaño de los captadores y receptores, así como en ligeros avances en el rendimiento de las turbinas.

Evolución del LEC

El LEC se ha calculado en base a la evolución del coste de inversión estimada y al aumento de la eficiencia de la planta, de acuerdo con las explicaciones ya expuestas (ver 2.2.4). La aplicación de este cálculo durante todo el año lleva a la representación mostrada en la Figura 41:

Figura 41. Evolución del LEC estimado para el periodo 2010-2020

Evolución del LEC



El caso base para la evolución del LEC se ha calculado de acuerdo al costo real de la inversión detallado en los apartados anteriores y en una producción de 165,6 GWh/año como un valor apropiado para la planta de referencia operando en un emplazamiento con latitud próxima a los 37.4° y que reciba alrededor de 2.050 kWh/m²·año. En este caso el LEC obtenido para 2010 es de aproximadamente 0,143 €/kWh y se prevén reducciones de entre el 19 y el 28% para 2015, y entre el 21 y el 31% para 2020.

4.5 DISCOS PARABÓLICOS

4.5.1 Coste de inversión de las centrales de referencia

En primer lugar se presenta el coste de inversión total de la central de referencia desglosado según los subsistemas funcionales definidos con el fin de dar una idea de la importancia que cada uno de los sistemas tiene en el coste total de la central. Se ha tomado como referencia una planta de 10 MW formada por 400 unidades de discos de 25 kW cada uno. Posteriormente, se describen los diferentes subsistemas en función de los elementos que los componen y se muestra nuevamente el desglose de costes de cada uno de ellos.

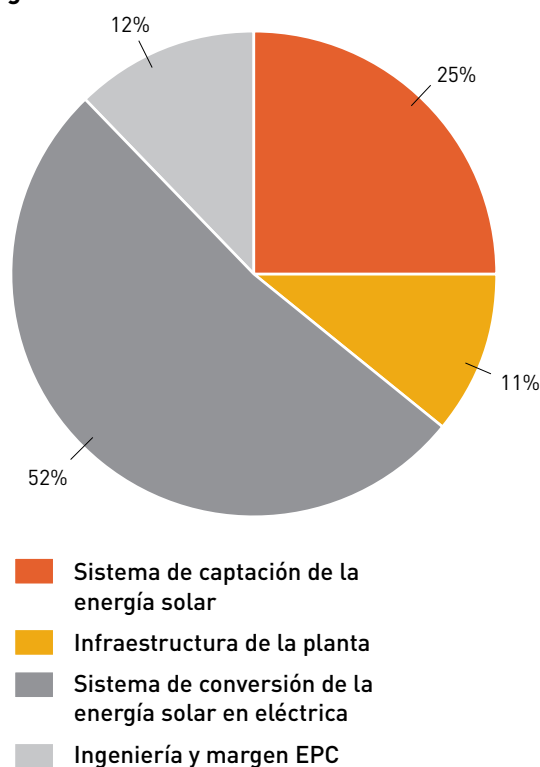
Coste de inversión total

El coste de inversión total de la planta de referencia para la tecnología de disco Stirling es de 59 M€ aproximadamente. La falta de información disponible sobre los costes de inversión de esta tecnología CSTP ha obligado a la reorganización de la estructura adoptada para el análisis de costes. Para el actual análisis de costes, están siendo analizados solamente dos subsistemas funcionales: el sistema de captación de la energía solar y el conjunto formado por el sistema de conversión de la energía solar en energía térmica junto con el sistema de conversión de la energía térmica en energía eléctrica.

La Figura 42 muestra el desglose de costes por los principales subsistemas funcionales así definidos, junto con los costes generales asociados al proyecto llave en mano y diferenciando de la misma manera los costes relacionados con la infraestructura de la planta.

Figura 42. Desglose del coste de inversión total para central de referencia de disco Stirling

Desglose del coste total de inversión



En la Tabla 23 se desglosan los costes para cada subsistema.

Tabla 23. Costes totales de inversión de la central de discos parabólicos (millones de euros).

Concepto	Importe (millones de euros)
Sistema de captación de la energía solar	14,78
Infraestructura de la planta	6,38
Sistema de conversión de la energía solar en eléctrica	30,94
Ingeniería y margen EPC	6,82
Total	58,92

Según los datos obtenidos en conjunto, y teniendo en cuenta todas las consideraciones ya expuestas, se analizan los costes de inversión de cada subsistema.

Desglose de los costes de inversión por subsistemas funcionales

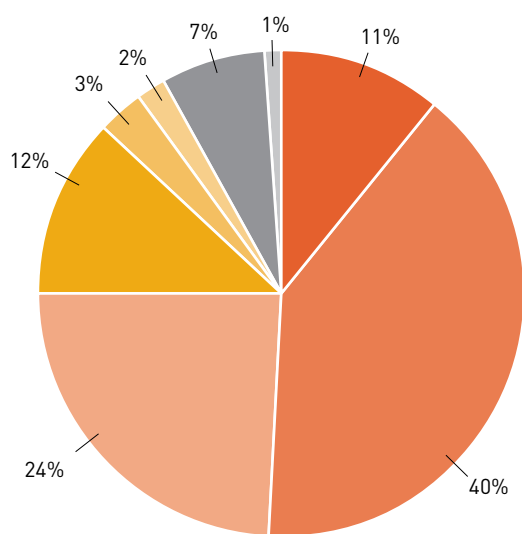
Sistema de captación de la energía solar

El sistema de captación de la energía solar de la planta de referencia para discos parabólicos supone un 25% del coste total de la planta. Este sistema engloba principalmente elementos muy similares al resto de las tecnologías. Los espejos, a pesar de tener la misma función de concentración que en las demás tecnologías, tienen una forma algo distinta al resto, dado que se distribuyen a lo largo de un disco parabólico en cada una de las unidades Stirling. La estructura metálica también varía ligeramente, principalmente como consecuencia de la forma particular del concentrador. El resto de partidas presupuestarias son muy similares a las ya comentadas en otras tecnologías, si bien en este caso se ha añadido una partida nueva de ensamblaje mecánico.

Para este subsistema, puede observarse el análisis de costos detallado llevado a cabo en la Figura 43.

Figura 43. Desglose de costes del sistema de captación de la energía solar para la central de referencia de disco parabólico

Sistema de captación de la energía solar



- Espejos
- Estructuras metálicas
- Sistemas de posicionamiento
- Ensamblaje mecánico
- Movimiento de tierras
- Cimentación
- Montaje
- Nave de montaje

Tal y como se puede observar, el componente que representa el mayor porcentaje del sistema de captación de la energía solar en energía térmica, es la estructura metálica (40%). Los espejos suponen un 11%, un peso que se encuentra en un puesto intermedio entre lo que suponía este mismo elemento en la tecnología Fresnel y de torre, 9 y 6% respectivamente, y en canales parabólicos, 16%.

La Tabla 24 muestra los valores numéricos concretos para el subsistema considerado.

Tabla 24. Costes de inversión del sistema de captación de la energía solar para la central de disco parabólico de referencia (millones de euros)

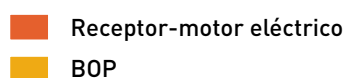
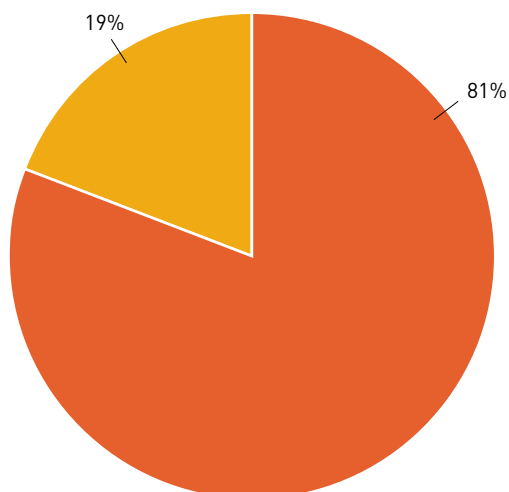
Sistema de captación de la energía solar	14,78
Espejos	1,60
Estructuras metálicas	5,87
Sistemas de posicionamiento	3,60
Ensamblaje mecánico	1,80
Movimiento de tierras	0,37
Cimentación	0,28
Montaje	1,07
Nave de montaje	0,18

Sistema de conversión de la energía solar en energía térmica

Este sistema se ha dividido únicamente en dos grupos de componentes debido a la escasez de información disponible. En el primer grupo, se han unido el conjunto del receptor térmico y el motor Stirling. En el segundo grupo, se han incluido los elementos auxiliares necesarios (sistema de refrigeración, etc.) para el correcto funcionamiento del sistema. El desglose de este sistema se muestra en la Figura 44:

Figura 44. Diagrama del desglose de costes para el sistema de conversión de la energía térmica a eléctrica para una central de referencia de disco Stirling

Sistema de conversión de la energía solar en eléctrica



Detalle del modelo de costes de inversión

Tabla 26. Detalle del modelo de inversión de la central de discos parabólicos de referencia (euros)

Sistema de captación de la energía solar					14.780.600
Espejos	45	Euros/m ² apertura	35.600	m ²	1.602.000
Estructuras metálicas	165	Euros/m ² apertura	35.600	m ²	5.874.000
Sistemas de posicionamiento	9.000	Euros/unidad	400	unidades	3.600.000
Ensamblaje mecánico	4.500	Euros/unidad	400	unidades	1.800.000
Movimiento de tierras	10,50	Euros/m ² apertura	35.600	m ²	373.800
Cimentación	8	Euros/m ² apertura	35.600	m ²	284.800
Montaje	30	Euros/m ² apertura	35.600	m ²	1.068.000
Nave de montaje	5	Euros/m ² apertura	35.600	m ²	178.000

Como es de esperar, los sistemas auxiliares suponen menos de un cuarto (19%) de la inversión necesaria para el sistema. La Tabla 25 muestra los valores numéricos concretos para el subsistema considerado.

Tabla 25. Costes de inversión del sistema de conversión de la energía solar a energía eléctrica para la central de disco parabólico de referencia (millones de euros)

Sistema de conversión de la energía solar en eléctrica	30,94
Receptor-motor eléctrico	24,98
Sistemas auxiliares (BOP)	5,96

(Continuación)

Infraestructura de la planta					6.380.000
Montaje eléctrico equipos	5.250	Euros/unidad	400	unidades	2.100.000
Infraestructura eléctrica	8.500.00	Euros/unidad	400	unidades	3.400.000
Alumbrado, seguridad, pararrayos	350.000	Euros/unidad	1	unidades	350.000
Obra civil centro transformación	350.000	Euros/unidad	1	unidades	350.000
Seccionamiento, entronque línea	180.000	Euros/unidad	1	unidades	180.000
Sistema de conversión de la energía solar en eléctrica					30.944.090
Receptor-motor eléctrico	2.498	Euros/kWe	10.000	unidades	24.980.000
BOP	15	% del coste de equipos			5.964.090
Ingeniería y margen EPC					6.820.402
Ingeniería PeM					507.000
Margen EPC (12%)					6.313.402
TOTAL					58.925.092

Una vez descritos los costes de inversión de la central de referencia, los subsistemas en los que se descompone y el desglose de costes de estos subsistemas, se puede pasar a presentar la evolución estimada de los costes a lo largo del periodo 2010-2020.

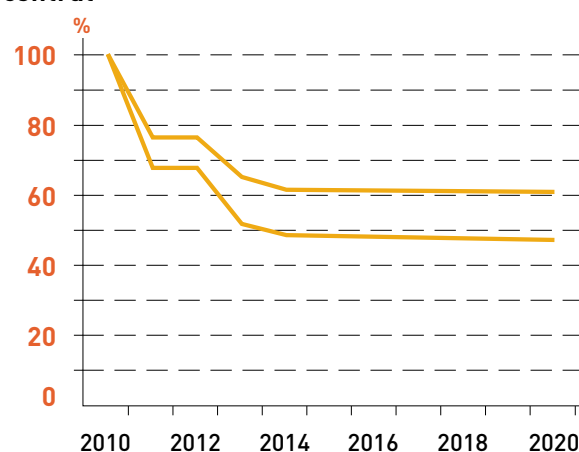
4.5.2 Evolución de los costes de inversión

Evolución del coste de inversión total

Como se ha comentado a lo largo del documento, la tecnología de disco parabólico se encuentra todavía en un estado de desarrollo a nivel de demostración. Por eso se espera que el coste de inversión total experimente una considerable reducción de entre un 39% y un 53%, tal y como queda representado en la Figura 45.

Figura 45. Evolución del coste de inversión total para la tecnología de disco Stirling

Evolución del coste de inversión total de la central



En los siguientes apartados se detallan las principales reducciones de costes para cada subsistema funcional.

Desglose de la evolución de costes por subsistemas funcionales

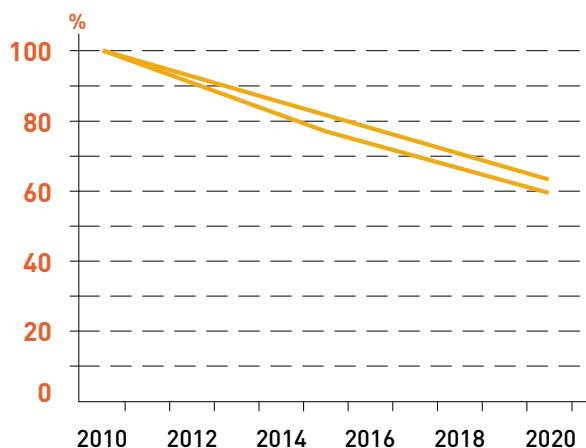
Sistema de captación de la energía solar

Un elemento analizado de forma individual para cada una de las tecnologías termosolares son los espejos. En el caso actual, de disco parabólico, se espera que los costes de inversión relacionados con los espejos experimenten una reducción considerable. Hasta ahora, esta tecnología ha sido poco desarrollada y se puede evaluar un amplio margen de mejora de este componente. Se ha estimado que, con la automatización de procesos y la producción en masa, se podría obtener una reducción de alrededor del 20-25% en un plazo medio, y de alrededor del 35 y 40% a largo plazo.

La disminución de costes en relación a este componente, se muestra en la Figura 46.

Figura 46. Reducción de costes estimada en espejos, para la tecnología de disco Stirling

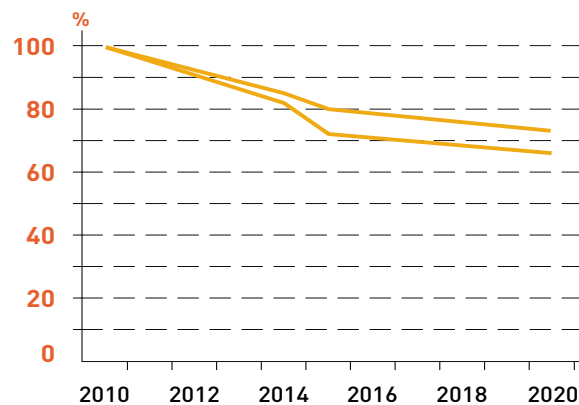
Evolución del coste de inversión de los espejos



Por otro lado, la estructura metálica se prevé que siga la misma tendencia que el resto de las tecnologías. Esto significa que el progreso causado por la normalización hará que se reduzcan los costes en 2015 alrededor del 6-12%, y además existirá una reducción adicional de los costes estimada en torno a 17-20% en un plazo medio, y del 25-28% a largo plazo, debido al ahorro de material y a otros factores. Esta evolución de costes queda representada en la Figura 47.

Figura 47. Reducción de costes estimada en estructuras metálicas para la tecnología de disco parabólico

Evolución del coste de inversión de las estructuras metálicas



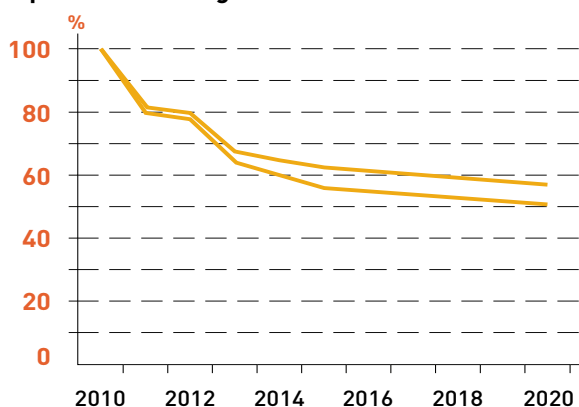
Al igual que ocurría con las demás tecnologías termosolares, no se espera que el resto de componentes incluidos en este sistema experimenten reducciones considerables.

La evolución de los costes del sistema de posicionamiento se ha ajustado a una curva de aprendizaje similar a la de las demás tecnologías, con un PR de 85-87%. Las demás labores relacionadas con la construcción, así como el movimiento de tierras, montaje y construcción de la nave, tan solo van a contemplar un cambio en el escenario optimista, evaluado en un aprendizaje del 99%. La cimentación se ha considerado con un margen algo mayor de mejora, caracterizado por la experiencia a lo largo de los años, y estimado con un PR de 98-99%.

La Figura 48 muestra la evolución de costes para el conjunto del sistema, a partir de las consideraciones tenidas en cuenta.

Figura 48. Evolución de costes estimada para el sistema de captación de la energía solar para la tecnología de disco parabólico

Evolución del coste de inversión del sistema de captación de energía solar



Sistema de conversión de la energía solar en energía eléctrica

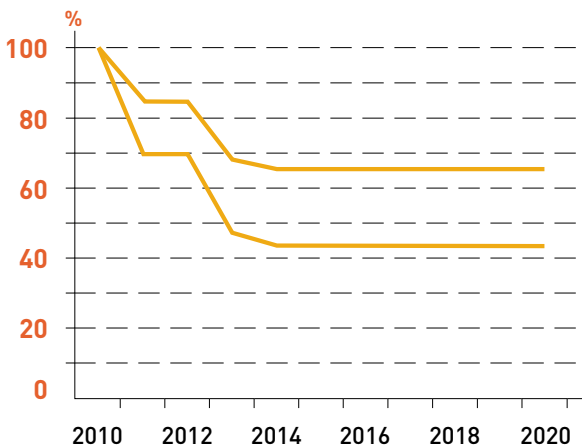
Debido a la falta de información no es fácil realizar una estimación de la evolución económica de este sistema. El bloque de potencia, que consiste principalmente en un motor Stirling, es una tecnología conocida desde hace décadas y se considera como un sistema maduro.

Al tener agrupado en un conjunto el receptor con el motor Stirling, la evolución de los costes se ha considerado como una curva de experiencia con un 90-95% de PR. En el caso de los sistemas auxiliares (BOP) necesarios se ha tomado una curva del 99% en el caso optimista.

La Figura 49 muestra la reducción de costes prevista para este sistema.

Figura 49. Reducción de los costes estimada para la conversión de la energía solar a energía eléctrica para la tecnología de disco Stirling

Evolución del coste de inversión total del sistema de conversión de energía solar en eléctrica



4.5.3 Evolución del coste normalizado de la energía

Evolución de la eficiencia de la central

Con el fin de calcular el coste normalizado de la energía (LEC), es necesario, no sólo conocer la evolución de los costes de inversión, sino también la estimación del posible aumento de la eficiencia en el rendimiento de la planta, ya que es un parámetro clave para el análisis LEC.

El análisis de la evolución de la eficiencia se relaciona con las mejoras tecnológicas esperadas en el período de tiempo que se está considerando. Como es imposible hacer predicciones exactas sobre cuándo estas mejoras en la eficiencia van a tener lugar en

dicho plazo, sólo se está considerando el aumento de la eficiencia global esperada para el año 2015 y en 2020. Estas mejoras en la eficiencia se han considerado como lineales a lo largo de los años.

Como se puede observar en la Tabla 27 se espera una mejora global de la planta de 0,5-6% para el año 2015, que asciende hasta 10-15% en 2020.

Tabla 27. Incrementos máximo y mínimo de eficiencia de la central de disco parabólico esperados entre 2015 y 2020

	2015	2020
Incremento mínimo eficiencia (%)	0,5	10
Incremento máximo eficiencia (%)	6	15

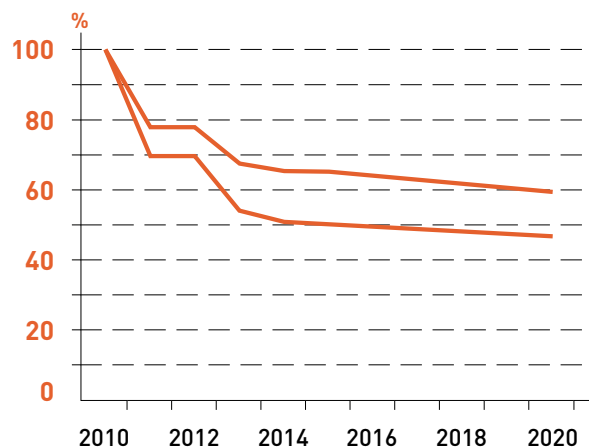
Estas magnitudes están basadas en los avances tecnológicos relacionados con los nuevos diseños de estructuras metálicas, mejoras en las propiedades de espejos y receptores, aumento del tamaño de los motores y ligeros avances en la eficiencia de los mismos.

Evolución del LEC

Una vez conocida la evolución tanto del coste de inversión de la central como de la eficiencia de la misma es posible calcular el LEC a lo largo del periodo de estudio y presentar su evolución esperada. La aplicación del modelo económico de cálculo del LEC detallada anteriormente a los datos presentados hasta este punto proporciona las curvas correspondientes a los escenarios conservador y optimista. Esto se muestra en la Figura 50.

Figura 50. Evolución del LEC estimado para el periodo 2010-2020

Evolución del LEC

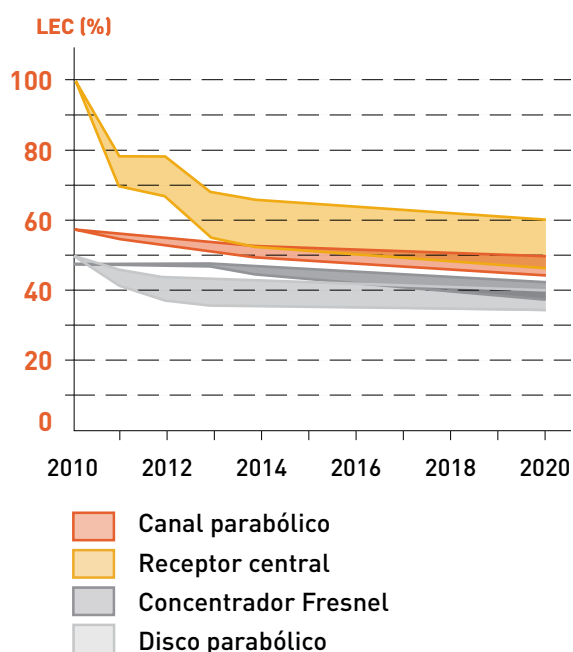


El caso base para la evolución de este LEC se ha calculado de acuerdo con los actuales costes de inversión detallados en los apartados anteriores y para una producción de 15,6 GWh/año como un valor apropiado para la operación de la central de referencia, en un emplazamiento a 37.4° de latitud donde reciba sobre 2.050 kWh/m²-año. En este caso base el LEC obtenido para 2010 es aproximadamente de 0,281 €/kWh y se esperan unas reducciones de entre el 34 y el 50% para 2015, y de entre el 41 y el 54% para 2020.

4.6 COMPARATIVA EVOLUCIÓN LEC

La Figura 51 muestra la evolución estimada del LEC para todas las tecnologías. Los valores del LEC se han normalizado respecto al valor más alto de todos ellos, que es el correspondiente a la tecnología de disco Stirling en 2010. Hay que tener en cuenta que sólo se deben comparar las tendencias del LEC, ya que las magnitudes absolutas han sido obtenidas para producciones anuales de referencia y no corresponden a diseños optimizados específicos y no son completamente comparables.

Figura 51. Comparación de la evolución del LEC estimada para el período 2010-2020 respecto al valor actual máximo



En la figura anterior se pueden comparar las tendencias de los costes de las diferentes tecnologías desde un punto de vista cualitativo. La principal conclusión que emerge de esa comparación es que de aquí al 2020 se debe esperar reducciones significativas del LEC en todas las tecnologías. Dichas reducciones se prevén más acentuadas en aquellas tecnologías que en la actualidad presentan un LEC más elevado, por no haber penetrado suficientemente en el mercado como para beneficiarse de la fabricación en serie y de los factores de escala en lo que a la producción de sus elementos clave se refiere, de forma que para el 2020 sea difícil determinar qué tecnologías de las cuatro analizadas conseguirá tener el menor LEC. Aunque la tecnología de torre y la de reflectores lineales de Fresnel se presentan a priori como las más competitivas de cara al futuro.

De acuerdo con la Figura 51, existe un importante margen entre las evoluciones esperadas en el escenario más conservador y las esperadas en el escenario más optimista, ya que la evolución futura de muchos de los aspectos relativos a las diferentes tecnologías de referencia es todavía relativamente desconocida.

Para realizar una comparación más concreta de los costes normalizados de la producción de electricidad obtenidos para las diferentes tecnologías, es necesario incorporar al análisis los valores de incertidumbre introducidos al inicio de este capítulo. Estos valores de incertidumbre se han aplicado de forma independiente a cada una de las diferentes tecnologías, de forma que el LEC obtenido mediante el modelo económico y mostrado en cada caso en los apartados anteriores se considera como valor más probable a fecha 2010, pero para este punto inicial se crea un rango de LEC posibles asociado a la incertidumbre de cada tecnología.

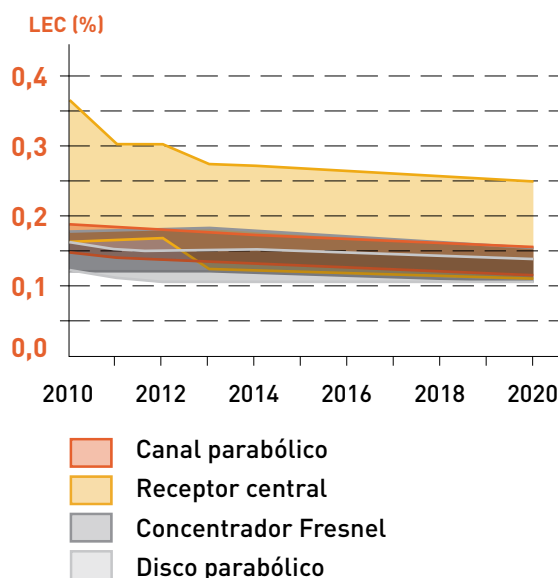
En la Tabla 28 se presentan, de forma aproximada, los valores más probable, máximo y mínimo del LEC en 2010 para cada una de las tecnologías, teniendo en cuenta el nivel de precisión en los datos económicos disponibles para cada una de ellas.

Tabla 28. Márgenes de incertidumbre en el LEC de las diferentes tecnologías de referencia

Tecnología	Incertidumbre Margen superior (%)	Incertidumbre Margen inferior (%)	LEC mínimo (€/kWh)	LEC más probable (€/kWh)	LEC máximo (€/kWh)
Canales parabólicos	15	5	0,155	0,163	0,188
Concentradores Fresnel	35	3	0,141	0,145	0,196
Receptor central	20	5	0,152	0,160	0,196
Discos parabólicos	30	10 (2011-2020) 40 (2010)	0,168	0,281	0,309

Teniendo en cuenta estos márgenes y utilizando para la representación gráfica los valores numéricos, en €/kWh del coste normalizado de la producción de electricidad para cada tecnología, se crea una gráfica comparativa del LEC semejante a la anterior pero que proporciona una mayor información en cuanto a valores concretos se refiere (ver Figura 52).

Figura 52. Comparación del LEC y su evolución en el periodo 2010-2020 de las distintas tecnologías considerando el margen de incertidumbre asociado a los datos económicos disponibles



Como puede verse, una vez tenidas en cuenta las incertidumbres en las diferentes tecnologías, es complicado establecer una comparación entre las mismas en lo que respecta a la evolución del LEC de

aquí al 2020. Básicamente, considerando el grado de desconocimiento del coste real de las centrales y de la evolución esperable de las mismas, se puede ver que el rango de costes esperable en el periodo 2010-2020, aunque con ciertas diferencias en los primeros años, se va pareciendo cada vez más, de forma que se puede decir que para 2020 se espera que todas las tecnologías termosolares alcancen un LEC que se encuentre aproximadamente entre 0,12 y 0,16 €/kWh, aunque son esperables escenarios mejores y peores en función de la evolución de las tecnologías y el mercado.

Hay que decir que para la generación de la Figura 52, se ha aumentado en 2010 el valor inferior de la tecnología de discos parabólicos, igualándolo al valor esperado en 2011, lo que supone básicamente adelantar, en el margen inferior de incertidumbre, la reducción esperada de aquí a 2011. Esto se ha hecho así ya que, aunque el valor más probable estimado se considera correcto como representativo de 2010, la información recibida de los actores de la industria indica que la reducción del LEC prevista para 2011 se espera que se haga efectiva en la actualidad. Ante la falta de información contrastada sobre los proyectos y ofertas comerciales no es posible verificar esta información, pero se considera que puede ser razonable.

Además de lo expuesto hasta este punto, es necesario tener en cuenta algunas otras consideraciones en cuanto al alcance y significado del análisis de costes realizado, particularmente en cuanto al uso del LEC como indicador se refiere. A continuación se presentan estas consideraciones necesarias para un buen entendimiento de las conclusiones que pueden extraerse de este análisis.

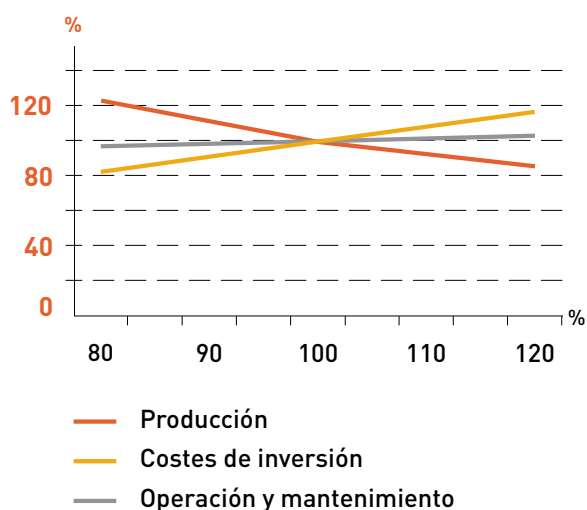
4.7 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL LEC

Tal y como se menciona en otras secciones de este documento, el precio pagado para conseguir analizar cuantitativamente la evolución del LEC es la particularización, y el único enfoque sensato para generalizar los resultados previamente mostrados es llevar a cabo un análisis de sensibilidad.

Como el cálculo LEC se basa en una producción eléctrica anual concreta que será correspondiente a un emplazamiento y un año meteorológico determinados, en un coste de inversión de la central y en un coste concreto de O&M, la influencia que todos estos parámetros tienen sobre el LEC se muestra en la Figura 53, que es cualitativamente válida para todas las tecnologías.

Figura 53. Influencia de la producción anual, del coste de inversión y del coste O&M en el LEC

Análisis de sensibilidad del LEC



Dicha figura indica que si se consideran constantes el resto de factores que influyen sobre el LEC, la variación del LEC con la producción es casi inversamente lineal, de forma que cuando la producción aumenta el LEC disminuye con pendiente prácticamente constante. La figura también nos indica comportamientos cualitativamente similares, aunque contrarios en signo, del LEC frente a la variación de los costes de inversión y de los costes de operación y mantenimiento.

4.8 RELACIÓN ENTRE EL LEC Y LA PRIMA NECESARIA

Para finalizar este capítulo de costes, es necesario hacer diversas reflexiones acerca del significado y alcance del coste normalizado de la producción de electricidad, LEC, que se ha utilizado como indicador económico/financiero en las secciones anteriores.

La primera de estas reflexiones consiste en poner de manifiesto que el LEC no representa una estimación de la tarifa o prima necesaria para asegurar la viabilidad de los proyectos de centrales eléctricas termosolares, ni es posible, a partir del mismo, estimar completamente cuál debe ser dicha tarifa o prima.

El LEC puede utilizarse para comparar tecnologías de producción de electricidad sólo si en el análisis técnico-económico de dichas tecnologías se fijan apropiadamente la serie de parámetros financieros de los que depende (estructura de financiación, inflación prevista, periodos de amortización, vida útil del proyecto, etc.), reduciendo las variables a la inversión inicial y a la producción de energía eléctrica anual.

Por ello, tratar de determinar en base a un LEC, cuyo valor depende fuertemente de los parámetros económicos que se fijen, el valor de una prima que establezca el precio de venta de la energía eléctrica producida por las centrales eléctricas termosolares no es razonable.

Téngase en cuenta, además, que el LEC no es el indicador utilizado habitualmente para determinar la viabilidad económica de los proyectos, ni para analizar la financiabilidad de los mismos. Para esos propósitos suele utilizarse la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Ratio de Cobertura al Servicio de la Deuda (RCSD). De forma, que el establecimiento de la prima a la producción de energía eléctrica de origen termosolar debe ir orientada a facilitar que los proyectos resulten viables en función de dichos indicadores.

Como muestra y justificación a lo dicho anteriormente, se ha realizado un breve análisis para comparar el LEC de dos proyectos de centrales eléctricas termosolares de canal parabólico calculado con los valores de los parámetros financieros utilizados en este estudio, con la prima que sería necesaria establecer para que en todos y cada uno de los años de vida útil de estas centrales el RCSD sea siempre superior a 1,5 o a 2. Los resultados de dicho análisis se presentan en la Tabla 29.

Tabla 29. Precio de venta y prima necesaria para obtener un RCSD=1 y RCSD=2 de diferentes proyectos y comparación con el LEC de los mismos

Proyecto	Inversión (M€)	Producción (GWh/año)	LEC (€/kWh)	RCSD = 1,5			RCSD = 2		
				Precio mercado energía (€/kWh)	Precio venta necesario (€/kWh)	Prima necesaria (€/kWh)	Precio mercado energía (€/kWh)	Precio venta necesario (€/kWh)	Prima necesaria (€/kWh)
Tipo 1	316	157,1	0,161	0,056	0,234	0,177	0,056	0,329	0,273
Tipo 2	200	92,8	0,174	0,056	0,252	0,195	0,056	0,354	0,298
Proyecto Tipo 1: central de 160 lazos con 6 horas de almacenamiento a una latitud de 37.4º y con DNI = 2.050 kWh/m²									
Proyecto Tipo 2: central de 100 lazos sin almacenamiento a una latitud de 39.1º y con DNI = 1.950 kWh/m²									

Como puede verse, el valor del precio de venta necesario y, por tanto, de la prima necesaria, incluso manteniendo todos los parámetros financieros constantes, es sustancialmente superior al LEC de los proyectos y, además, aumenta significativamente si se han de alcanzar RCSD altos.

5 Metodología de análisis del potencial

5.1 INTRODUCCIÓN

El análisis del potencial de generación eléctrica mediante las tecnologías termosolares supone una de las aportaciones centrales del presente estudio. Una vez que se han expuesto las principales características de las tecnologías termoeléctricas más desarrolladas y que se han determinado, para cada una de ellas, centrales de referencia, el capítulo actual se centra en estimar el potencial de producción eléctrica mediante cualquiera de estas tecnologías en el territorio peninsular.

El potencial de generación puede ser considerado desde el punto de vista de la cantidad de energía eléctrica que podría llegar a generarse a partir de la energía solar disponible en el territorio peninsular, mediante las tecnologías termoeléctricas en un periodo temporal determinado.

En el marco de este estudio, y en base a la relativa repetitividad del recurso solar en base anual, se considerará el potencial en términos de energía eléctrica generada en un año. Debido a la variabilidad espacial e interanual de la energía solar, el potencial solar se analiza tanto temporal como espacialmente. Así, para tener en cuenta la variabilidad temporal, los cálculos de simulación de la producción se realizan utilizando los denominados Años Meteorológicos Tipo (AMT). En estos AMT, se incorporan las características climáticas esperadas durante un periodo de largo plazo que incluye el periodo de análisis 2010 a 2020. En cuanto a la variable espacial, dado que la energía solar varía de unas zonas a otras, es necesario analizar el potencial anual para cada localización dentro del territorio analizado. La integración de los resultados de capacidad de generación eléctrica para todo el territorio permitirá determinar el potencial total en la España peninsular.

El primer paso para poder determinar el potencial de producción eléctrica termosolar en la España peninsular, es conocer, en primer lugar, el recurso solar en el territorio para, en segundo lugar, determinar en qué parte del mismo se podrían implantar centrales termosolares. Una vez determinados estos dos aspectos, por medio de simulaciones, puede estimarse la energía eléctrica a producir con las diferentes tecnologías termosolares.

Las distintas posibilidades a la hora de acotar el territorio permitirían definir distintos

“potenciales” que en este análisis se reducen a dos, llamados potencial total y potencial disponible. Además, gracias a los análisis económicos realizados, es posible también determinar otros aspectos de las centrales potencialmente instalables, lo que puede resultar en nuevas limitaciones y conceptos en la definición del potencial y que, en este estudio, dan lugar al llamado potencial accesible.

En los siguientes apartados se realiza un análisis de los distintos potenciales en la España peninsular, definiendo en primer lugar los tres potenciales que se han considerado, para exponer seguidamente en detalle la metodología utilizada para el cálculo de cada uno de ellos, y posteriormente mostrar los resultados obtenidos y las conclusiones que de ellos se desprenden.

5.2 POTENCIAL TOTAL, DISPONIBLE Y ACCESIBLE

Para el análisis del potencial de aprovechamiento de la energía solar termoeléctrica en la España peninsular en 2020 se han definido tres niveles de potencial: total, disponible y accesible. Las características de cada uno de estos niveles se describen en los siguientes apartados.

5.2.1 Potencial total

Se ha definido el potencial total como la producción anual bruta de energía eléctrica teórica máxima de cada una de las cuatro tecnologías de referencia –captadores canal-parabólicos (CCP), captadores lineales de Fresnel (CLF), receptor central y discos Stirling–, determinado en función del área total, sin imponer ninguna restricción a la implantación de las tecnologías estudiadas. Así, se tiene en cuenta todo el territorio peninsular sea cual sea su uso actual o futuro, orografía, nivel de radiación solar, etcétera.

Para calcular el potencial total, se han necesitado dos conjuntos de datos de entrada:

- El mapa anual de DNI.
- Los modelos simplificados de estimación de la producción por tecnología.

En el apartado de metodología se describe la seguida para la elaboración de ambos conjuntos de datos de entrada. Por un lado, en el

correspondiente a estimación del recurso solar, se describe el proceso llevado a cabo para generar la información relativa a la radiación solar en la España peninsular, recogiendo tanto el análisis de las fuentes de datos sobre radiación solar como la metodología seguida para estimar dicha radiación solar en toda la geografía de la España peninsular, así como la validación de los mismos, llevada a cabo para asegurar la fiabilidad de los datos estimados. Por otro lado, en el apartado de cálculos de producción, se detalla cómo se han elaborado los modelos simplificados de producción exergética y eléctrica bruta de las plantas termosolares por superficie de espejo a partir de los resultados de las simulaciones hechas para cada una de las cuatro tecnologías consideradas. Al tratarse de un potencial total, que tiene en cuenta la máxima cantidad de energía eléctrica que puede ser producida con cada una de las tecnologías termosolares, los modelos de cálculo se han basado en centrales que han sido optimizadas con el criterio de maximizar la producción de las mismas.

En el capítulo de resultados se recoge la estimación del potencial total para la España peninsular de cada una de las cuatro tecnologías de referencia.

5.2.2 Potencial disponible

Se ha definido el potencial disponible como la producción anual de energía eléctrica disponible de cada una de las cuatro tecnologías de referencia, determinado en función del área disponible, que resulta de aplicar al área total una serie de restricciones de carácter general que se consideran comunes a todas las tecnologías estudiadas.

Es importante tener en cuenta que, a efectos del presente estudio, se han excluido aquellas zonas que cuentan con una determinada protección o que tienen un carácter singular, que a la escala a la que se plantea el presente estudio, no se pueden analizar en detalle. No obstante, es importante señalar que aquellos territorios que se han excluido en este análisis, y que han quedado fuera de la definición del potencial disponible, no tienen por qué ser incompatibles con la ubicación de una central eléctrica termosolar (CET).

Para la obtención del potencial disponible se ha tenido en cuenta la parte del territorio peninsular que en la actualidad se considera disponible para

la implantación de estas tecnologías y se encuentra libre de determinados condicionantes físicos (determinados usos del suelo, núcleos de población) o administrativos (espacios naturales protegidos, hidrografía, autovías, autopistas y líneas ferroviarias, línea de costa y fronteras).

Para calcular el potencial disponible, se han necesitado dos datos de entrada: el potencial total de cada tecnología para todo el territorio nacional peninsular y el mapa de condicionantes físicos y administrativos. En el apartado de condicionantes físicos y administrativos, se describe el proceso llevado a cabo para generar los mapas de condicionantes, recogiendo tanto el análisis de las capas utilizadas como la metodología seguida para su tratamiento e integración en un solo mapa que sirva de filtro para cortar el mapa de potencial total, obteniendo de dicha intersección el mapa de potencial disponible de cada escenario. Dado que este potencial se basa en el potencial total, los resultados obtenidos corresponden a la producción eléctrica bruta de centrales optimizadas técnicamente, es decir, que maximizan la energía producida por área de apertura de captador.

En el capítulo de resultados se recoge la estimación del potencial disponible para la España peninsular de cada una de las cuatro tecnologías de referencia.

5.2.3 Potencial accesible

Se ha definido el potencial accesible como la producción anual de energía eléctrica neta económicamente accesible de cada una de las cuatro tecnologías de referencia, determinado a partir del coste normalizado de la energía.

Este potencial sólo se ha calculado en el escenario tendencial, ya que los criterios económicos utilizados, basados en el coste normalizado de la energía, resultan insuficientes en un escenario de eficiencia, cuya base conceptual huye de la centralización y se apoya en la optimización de la producción energética, con criterios más complejos que los meramente económicos basados en el coste de la electricidad generada. Además, tal como se expuso anteriormente, la falta de datos sobre los parámetros técnicos y económicos de las diferentes instalaciones termosolares que mejor se podrían adaptar al escenario de eficiencia, hace imposible presentar resultado alguno sobre el potencial accesible para dicho escenario en el marco de este proyecto.

Para calcular el potencial accesible se ha de tener en cuenta que su magnitud está intrínsecamente relacionada con las condiciones económicas que se establezcan. Así, a diferencia de los potenciales anteriores, en los que se alcanza un valor numérico del potencial, en este caso el potencial accesible se presenta como la producción eléctrica neta que puede ser producida en función del coste normalizado máximo de la energía que sea considerado. Es decir, el potencial accesible no es un único valor en sí mismo, sino una relación que permite obtener dicho potencial en función del LEC. Dicho esto es lógico pensar que para calcular el potencial accesible se necesitan, básicamente, cuatro datos de entrada, el mapa de IDN, los modelos simplificados de estimación de la producción y de la estimación del LEC y el mapa de condicionantes físicos y administrativos del escenario tendencial. Tanto el mapa de IDN como el de condicionantes son comunes a los empleados en los potenciales total y disponible y la metodología llevada a cabo para su obtención se presenta posteriormente en el apartado de estimación del recurso solar y en el apartado de condicionantes físicos y administrativos. Sin embargo, los modelos simplificados, tanto de producción como de

estimación del LEC, aunque emplean una metodología relativamente semejante a la presentada en el apartado de cálculos de producción, se exponen por separado en el apartado de estimación del coste de la energía y potencial accesible, ya que presentan ciertas diferencias importantes, sobre todo relacionadas con el hecho de que en este caso los modelos simplificados responden a centrales optimizadas económicamente con el fin de alcanzar el mínimo LEC, en lugar de técnicamente para alcanzar la máxima producción por metro cuadrado. La metodología seguida para cada una de las tecnologías se explica por separado dentro de dicho apartado, ya que existen ciertas diferencias.

En el capítulo de resultados se recoge la estimación del potencial accesible para la España peninsular de cada una de las cuatro tecnologías de referencia.

5.2.4 Resumen de los tipos de potenciales

En la Tabla 1 se muestran las características principales de los tres niveles de potencial considerados.

Tabla 1. Características principales de los diferentes tipos de potencial definidos

Nombre	Magnitud	Restricciones	Terreno	Optimización
Total	Energía eléctrica bruta	Tecnológicas	Total	Técnica (W/m ²)
Disponible	Energía eléctrica bruta	Tecnológicas + condicionantes físicos y administrativos	Disponible	Técnica (W/m ²)
Accesible	Energía eléctrica bruta	Tecnológicas + condicionantes físicos y administrativos + condiciones económicas	Disponible	Económica (€/kWh)

5.3 METODOLOGÍA

La metodología empleada para el cálculo de potencial solar termoeléctrico en la España peninsular es similar para los tres potenciales descritos. En todos los casos, la metodología utilizada se basa en la simulación del comportamiento de las centrales de referencia de cada una de las tecnologías para estimar el potencial de generación eléctrica.

Los programas utilizados para la simulación, diferentes para cada tecnología, permiten estimar la

energía eléctrica generada en un año por una central termosolar determinada, en un emplazamiento determinado y en base a un año meteorológico tipo que represente la serie temporal de las variables meteorológicas de interés a lo largo del año.

Teniendo esto en cuenta, es necesario generar un año meteorológico tipo para cada localización en la geografía peninsular y, en base a este, realizar la simulación anual de cada una de las centrales de referencia para conocer el potencial de cada localización de la España peninsular. Para reducir el

número de simulaciones a realizar en el estudio, se han desarrollado y aplicado modelos simplificados que permitan estimar la producción eléctrica en cada punto de la geografía peninsular a partir de su localización (latitud) y de la energía solar recibida en dicho punto durante todo el año de diseño.

De acuerdo con esta metodología, existen tres tareas principales que deben llevarse a cabo antes de la estimación del potencial. Por un lado, es necesario estimar el recurso solar para cada localización, por otro, definir las limitaciones al territorio en función de las definiciones del potencial y, por último, crear los modelos simplificados que permitan estimar, con fiabilidad, la generación eléctrica en función, como se ha dicho, de la latitud y del recurso solar.

Una vez llevadas a cabo estas tareas, la estimación del potencial resulta viable si se utilizan sistemas de información geográfica (SIG) que permitan trabajar con las limitaciones territoriales utilizadas para cada potencial definido y programar el cálculo de la producción eléctrica en todo el territorio a partir de los modelos simplificados en función de un mapa de radiación anual.

Una de las partes críticas en este análisis es la creación de los modelos simplificados de forma que permitan obtener estimaciones fiables en función únicamente de los dos parámetros citados, la radiación anual y la latitud. Para elaborar estos modelos se han utilizado expresiones de ajuste de la generación eléctrica en base a simulaciones concretas, para años meteorológicos tipo concretos, realizadas para diferentes valores de radiación anual y de latitud. Para esto, ha sido por tanto preciso generar también dichos años meteorológicos tipo en numerosas localizaciones representativas.

Los apartados siguientes describen más en detalle la metodología seguida para cada una de las tareas fundamentales, la estimación del recurso solar, la creación de los modelos simplificados y la determinación de las limitaciones territoriales en función del potencial que se desea analizar.

5.3.1 Estimación del recurso solar

En este capítulo se describe el proceso llevado a cabo para generar la información relativa a la radiación solar en España. El capítulo recoge tanto el análisis de las fuentes de datos sobre radiación solar como la metodología seguida para estimar dicha

radiación solar en toda la geografía española, así como la validación de los mismos, llevada a cabo para asegurar la fiabilidad de los datos estimados.

Estos trabajos abarcan fundamentalmente dos actividades distintas:

- 1 Generar una capa con la información de la radiación solar directa normal en la mayor parte del territorio.
- 2 Generar años meteorológicos en diferentes localizaciones representativas del territorio para la simulación del comportamiento de las plantas de referencia a analizar.

La capa de información de la radiación solar directa normal será la utilizada, a través del sistema de información geográfica, para estimar la producción de las centrales mediante los modelos simplificados. Los años meteorológicos tipo permitirán estimar la producción eléctrica en diferentes puntos y construir mediante un ajuste matemático los modelos simplificados, por este motivo, deberán generarse años meteorológicos suficientes para ser representativos de todo el territorio. A continuación se describen el proceso realizado para llevar a cabo cada una de estas dos actividades.

Generación de un mapa de radiación directa normal

Como se ha comentado, el primer paso a la hora de estimar el potencial es conocer el recurso solar en el territorio analizado. Para ello resulta necesario desarrollar una metodología adecuada para generar un mapa de radiación directa normal anual. Entre los requisitos que debe garantizar esta metodología, han de considerarse muy especialmente:

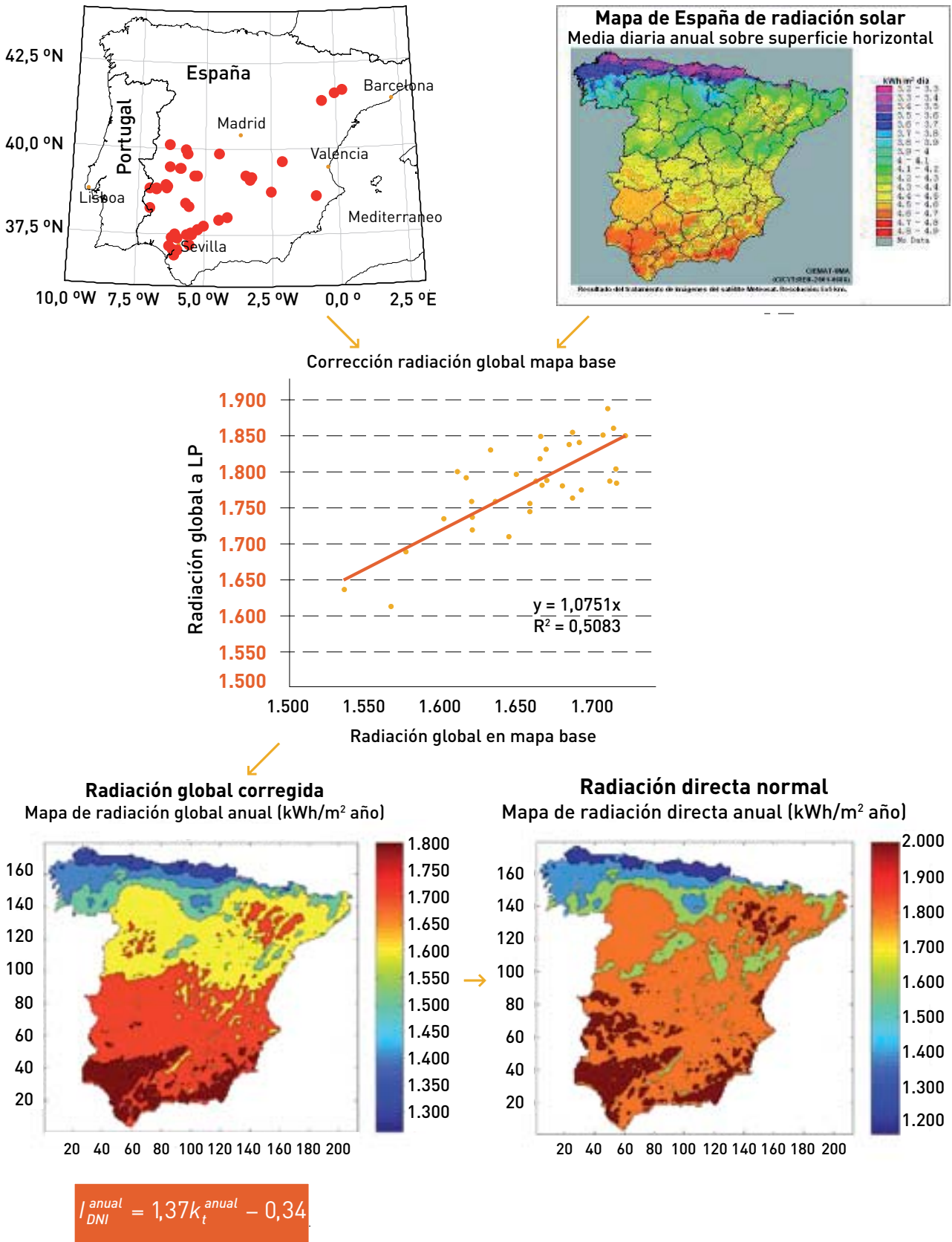
- Que sea susceptible de aplicarse a la mayor parte del territorio.
- Que genere información de la radiación solar directa normal, que es la que finalmente aprovecharán los sistemas termosolares a estudiar.

La metodología seguida para la generación de este mapa se muestra de forma global en la Figura 1.

La metodología desarrollada consiste, básicamente, en los siguientes pasos:

- Obtención de un mapa base de radiación global anual.
- Validación y corrección del mapa base.
- Creación del mapa de radiación directa normal a partir del mapa de global.

Figura 1. Metodología de generación del mapa de radiación directa normal



A continuación, se explica el significado de la ecuación Ec. (1) contenida en la Figura 1.

Ec (1)

$$I_{DNI}^{anual} = 1,37k_t^{anual} - 0,34$$

Donde:

- I es el índice de disponibilidad de la radiación directa. Se mide en kW/m^2 .
- El k_t^{anual} (índice de claridad atmosférica) mide la transparencia de la atmósfera y se define como:

Ec (2)

$$\bar{K}_T = \frac{1}{365.25} \sum_{\text{días del año}} \frac{H}{H_0}$$

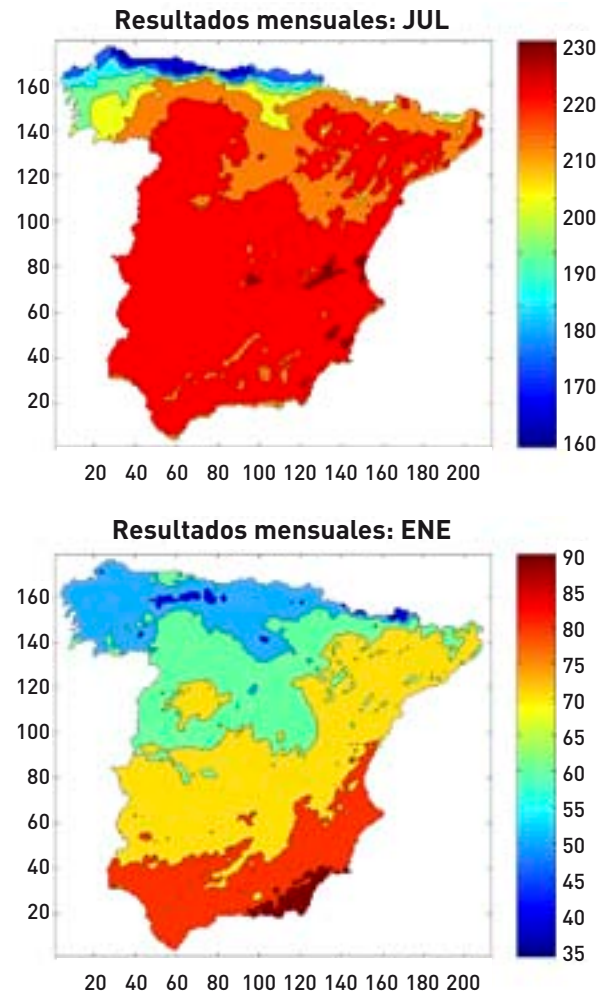
Siendo:

- H la irradiación global horizontal diaria.
- H_0 la irradiación extraterrestre horizontal diaria.

A continuación se describe la forma en que se han llevado a cabo cada uno de estos tres pasos que permiten obtener el mapa de radiación directa normal objeto de esta metodología.

1. Obtención de un mapa base de radiación global anual: el requisito de cubrir la mayor parte del territorio con una metodología y fuente de datos unificada, conduce obligatoriamente a utilizar imágenes de satélites geoestacionarios como fuente para determinar la radiación solar. Así, se han utilizado como datos de partida los resultados de la radiación solar global esperada en un periodo de largo plazo, derivados del tratamiento de imágenes del satélite Meteosat [Ramírez, 2000] y cedidos para el presente estudio por CIEMAT. Este trabajo tuvo como resultado la estimación de 365 mapas diarios de radiación global con una resolución de 5×5 km, en todo el territorio de la España peninsular. Estos mapas pueden ser agrupados para proporcionar tanto un único mapa anual de radiación global como mapas mensuales que permiten, con un número abarcable de datos, trabajar con la distribución temporal de la radiación a lo largo del año. Aunque el objetivo final de este proceso es obtener un único mapa de radiación anual, los siguientes pasos de la metodología se llevan a cabo mediante en base a los 12 valores mensuales, lo que permite alcanzar un mayor nivel de fiabilidad.

Figura 2. Mapas de valores mensuales de radiación global de largo plazo. Meses: enero y julio



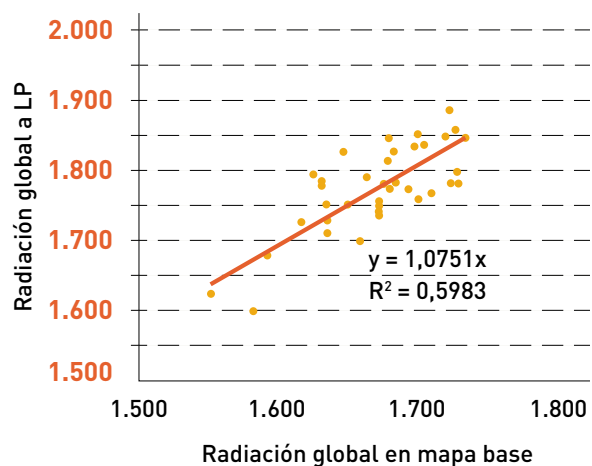
En la Figura 2 se pueden observar a modo de ejemplo las figuras correspondientes a los meses de enero y julio.

2. Validación y corrección del mapa base: una vez obtenido el mapa base de radiación global, que tal como se ha comentado consiste realmente en 12 mapas mensuales, se procede a verificar su adecuación y corregirlo en base a datos reales medidos en determinadas ubicaciones y estimaciones precisas del recurso a largo plazo para dichas ubicaciones. Para ello, se utilizan datos de estaciones de medida en más de 30 emplazamientos en España, pertenecientes a promotores de plantas termosolares y gestionados por CENER/AICIA-GTER. Se trata de estaciones de medidas de alta calidad, cuyos datos han sido sometidos a un riguroso procedimiento de control de calidad incluida la revisión visual de todos y cada uno de los días medidos. Las campañas de medida utilizadas tienen distintas duraciones, todas ellas comprendidas

entre 1 y 5 años completos. En cada uno de estos emplazamientos se ha realizado un minucioso estudio de análisis de la radiación global esperable a largo plazo, utilizando, además de la campaña de medidas, cuanta información de otras bases de datos del emplazamiento y proximidades hubiera disponible. Una vez preparados se correlacionan los datos de la radiación global a largo plazo en cada uno de los emplazamientos con los que se derivan del mapa base utilizado. El resultado de esta validación, presentado en la Figura 3, muestra la correlación entre los valores de las dos fuentes, pero apunta a una ligera infra-estimación (7,5%) de los valores del mapa base. Por consiguiente, el mapa base es corregido aplicando al alza este factor de corrección.

Figura 3. Correlación de los valores de radiación global a largo plazo estimados para más de 30 emplazamientos con los valores del mapa base de radiación global

Corrección radiación mapa base



Una vez generado el mapa base de radiación global directa es necesario obtener los valores de radiación directa normal mediante el proceso que se describe a continuación.

3. Creación del mapa de radiación directa normal a partir del mapa de global: una vez se ha determinado la distribución espacial de la radiación global en el territorio como principal fuente de información, hay que realizar la transformación de esta información a los valores de radiación directa normal. En la bibliografía existen numerosos estudios que permiten estimar la radiación directa normal a partir de la global, en este caso se hace uso de la expresión propuesta por [Rabl, 1981].

Ec (3)

$$I_{DNI}^{anual} = 1,37k_t^{anual} - 0,34$$

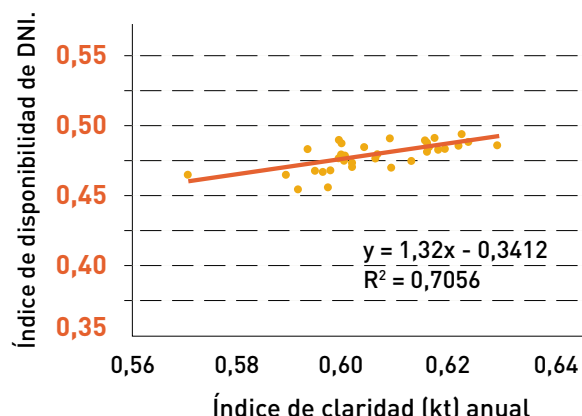
En la Ec. (3) I representa un índice de disponibilidad de la radiación directa y puede ser calculado a partir del índice de claridad atmosférica (k_t).

Antes de la aplicación de la expresión anterior y dado que se dispone de información más actualizada y local que aquella con la que se desarrolló esta expresión, se ha procedido al ajuste y validación de la misma. Para ello, se realizan dos estudios: uno en valores anuales y otro en valores mensuales.

En cuanto al estudio de validación de la expresión en valores anuales, se parte de las estimaciones de radiación global y directa anual realizada en más de 30 emplazamientos en España, aplicando la metodología descrita en detalle en [Pagola, in press]. En la Figura 4, se han representado los valores de radiación directa y global estimados para los emplazamientos analizados y se ha ajustado la correlación de forma análoga a la presentada en la ecuación Ec. (3).

Figura 4. Ajuste de valores anuales de DNI con datos de largo plazo en España

Ajuste del índice de disponibilidad anual de la radiación directa en función del índice de claridad anual



La nueva correlación obtenida se presenta a continuación, Ec. (4), donde se observa que resulta muy similar a la de referencia que se pretende validar:

Ec (4)

$$I_{DNI}^{anual} = 1,37k_t^{anual} - 0,34$$

El estudio de validación en valores mensuales aporta un enfoque más novedoso y permite la utilización de datos medidos y por tanto más concluyentes. Así, se analizan datos obtenidos de la Escuela de Ingenieros de Sevilla y de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) y se realiza un exhaustivo control de calidad de los datos para asegurar que las comparaciones realizadas tienen suficiente fiabilidad. De la gran cantidad de datos obtenidos se utilizan únicamente aquellos meses

con al menos 28 días válidos en su totalidad y en caso de existir días erróneos se sustituyen los valores con la media del mes correspondiente. En la Figura 5 se muestra la localización de las estaciones utilizadas, que abarcan de forma distribuida el territorio a analizar.

Figura 5. Estaciones de medida en España utilizadas para la validación de la estimación de la DNI a partir de la radiación global mensual



La siguiente tabla muestra los valores disponibles para realizar la comprobación y ajuste de la expresión de transformación de la radiación global a directa. Se muestran, para cada mes y cada estación de medida, el número de series completas de datos válidos que se han podido extraer de los datos utilizados. A modo de comentario y como explicación de la tabla, se puede ver qué la estación localizada en Murcia es la que más datos válidos proporciona, contando con medidas correctas de 10 años para la gran mayoría de los meses y contando con al menos 6 series de valores correctas para cada mes. Sin embargo, en la estación de Coruña hay meses como Septiembre y Octubre en los que tan sólo se ha podido extraer una serie completa de medidas.

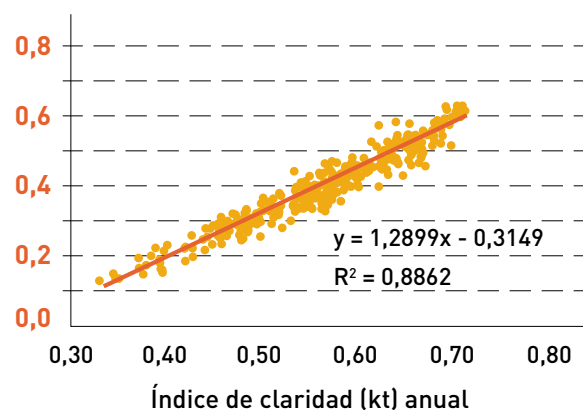
Tabla2. Meses completos disponibles para la relación entre la DNI y la radiación global

Estación	BdD	Lat	Long	Meses completos disponibles											
				Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Coruña	INM	43.37	-8.42	2	4	2	4	5	3	4	5	1	1	4	5
Madrid	INM	40.45	-3.72	7	6	7	6	5	9	8	7	7	5	7	7
Murcia	INM	38.00	-1.17	10	10	11	10	10	10	7	6	8	9	10	9
Valladolid	INM	41.65	-4.77	5	5	4	5	5	3	4	3	4	2	2	5
Sevilla	GTER	37.40	-6.05	6	72	8	6	5	3	5	4	5	3	4	5

De forma análoga al caso anterior, se pueden representar los valores de radiación directa respecto a los de global para establecer una correlación entre ellos mediante una expresión semejante a los casos anteriores. En la Figura 6 se muestran los valores y el ajuste de los mismos.

Figura 6. Ajuste de valores mensuales de DNI con datos medidos en España

Ajuste de la DNI mensual función del índice de claridad mensual



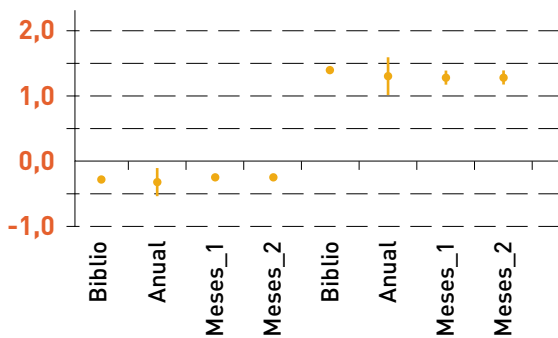
En este caso, la correlación obtenida es la que se presenta a continuación, resultando también muy parecida a las dos anteriores, la de referencia obtenida de la bibliografía y la calculada en base anual para los emplazamientos estudiados en mayor detalle.

Ec (5)

$$I_{DNI}^{mes} = 1,29k_t^{mes} - 0,31$$

Por último, y como comparación de los dos procedimientos realizado con la expresión propuesta por [Rabl, 1981], en la Figura 7 se muestran tanto los coeficientes de las expresiones estudiadas como los intervalos de confianza de los mismos para los nuevos desarrollos.

Figura 7. Comparación de los coeficientes de ajuste de la relación de la DNI con la radiación global



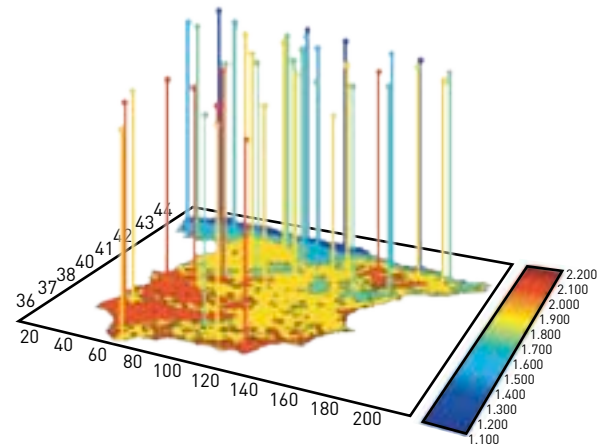
Del análisis de esta figura se puede concluir que estas expresiones son coherentes y pueden ser representadas todas por una única expresión sin aumentar de forma representativa el error del cálculo. Entre las tres opciones disponibles, que se ha comprobado que todas pueden ser válidas, se decide utilizar aquella expresión de pendiente intermedia (1,32).

Generación de años tipo de radiación directa

En este apartado se muestran los trabajos relacionados con la generación de años tipo, o serie de valores horarios durante un año, para cualquiera de los píxeles o puntos del territorio (Figura 8). A partir de cada una de estas series se realizarán los estudios detallados de simulación del funcionamiento de las plantas tipo consideradas para cada una de las tecnologías. No obstante, tal como se ha comentado anteriormente, resulta inviable realizar simulaciones anuales para cada uno de los puntos de la geografía española, por lo que es imprescindible analizar la casuística existente en España y

determinar un número razonable de puntos cuyas simulaciones puedan ser utilizadas para desarrollar los modelos simplificados válidos para toda la geografía. La selección de estos puntos representativos se realiza también en este apartado por la estrecha relación que guarda su elección con el estudio del recurso solar, tal como se verá a continuación.

Figura 8. Representación de la necesidad de obtener una serie horaria (AMT) en cada uno de los píxeles del territorio



En primer lugar, para seleccionar los puntos en los que generar años meteorológicos, se establecen los límites correspondientes a los valores anuales de irradiación directa normal y latitud, por medio del análisis de la incidencia de los distintos valores anuales en todo el territorio analizado:

- Se comprueba que el rango de latitudes en el territorio analizado va desde 36° a 44°. Considerando la magnitud en la que afecta la latitud a la operación de las centrales y, por tanto, a las simulaciones y a los modelos simplificados que se obtengan a partir de las mismas, se considera suficiente realizar simulaciones en intervalos de un grado.
- Se comprueba que la radiación directa normal anual en la geografía española toma valores comprendidos entre 1.100 y 2.200 kWh/m²-año. Dado que el recurso solar tiene una influencia directa en la producción anual de las centrales, parece apropiado realizar simulaciones para años meteorológicos tipo cada 100 kWh/m²-año.

La combinación de estas dos condiciones, a priori, crearía 88 casos posibles, correspondientes a cada valor de irradiación directa anual en cada latitud. No obstante, analizando la incidencia de los diferentes niveles de radiación en el mapa, hay que descartar algunos de estos casos, ya que no se obtienen todos los valores de irradiación directa anual en todas las latitudes (por ejemplo, los emplazamientos con valores más altos de latitud presentan valores anuales

de irradiación menores, por lo que no alcanzarán los valores máximos de irradiación directa). En la Tabla 3 se muestra un estudio de la incidencia de niveles de radiación en cada latitud muestreados, como se ha comentado, cada grado y cada 100 kWh/m²-año. Los valores mostrados corresponden al número de

pixeles o puntos (tal como se ha dicho, de 5x5 km) que presenta cada nivel de radiación. Tras analizar los casos descartables, aparecen de 54 casos distintos con cierto número de incidencias, resaltadas con color en la Tabla 3 para los cuales será necesario crear un año meteorológico tipo.

Tabla 3. Tabla de incidencias y casos de DNI para distintas latitudes

		Rangos DNI											Num	Casos	
		1.100	1.200	1.300	1.400	1.500	1.600	1.700	1.800	1.900	2.000	2.100			
		1.200	1.300	1.400	1.500	1.600	1.700	1.800	1.900	2.000	2.100	2.200			
Rangos latitud	43 44	4	151	515	438	106	19	10	0	0	0	0	0	1.243	7
	42 43	0	9	62	320	833	723	575	849	394	66	0	0	3.831	9
	41 42	0	0	0	1	20	140	548	1.337	1.153	195	4	0	3.398	8
	40 41	0	0	0	1	9	102	588	1.411	663	9	0	0	2.783	7
	39 40	0	0	0	0	0	4	76	635	1.622	309	1	0	2.647	6
	38 39	0	0	0	0	0	3	38	492	1.505	623	1	0	2.662	6
	37 38	0	0	0	0	0	10	64	262	894	1.107	30	0	2.367	6
	36 37	0	0	0	0	0	0	7	75	419	288	44	0	833	5
Suma		4	160	577	760	968	1.001	1.906	5.061	6.650	2.597	80	19.764	54	

En cada uno de los casos, si hay más de una incidencia, se selecciona la localización concreta correspondiente a la incidencia con valor de DNI anual más centrada en el intervalo correspondiente. En la Tabla 4 se muestra el proceso de selección de la localización que será representativa de cada uno de los 11 intervalos dentro del rango de latitud de 43 a 44 grados.

Tabla 4. Ejemplo de selección de localización representativa de los 11 casos de DNI, dentro del rango de latitudes de 43 a 44°

Detalles del caso						Localización seleccionada			Índices de claridad mensuales					
ID	LAT Mín.	LAT Máx.	DNI Mín.	DNI Max.	Nº Casos	LAT	LON	DNI	Ene	Feb	...	Oct	Nov	Dic
1	43	44	1.100	1.200	4	4326	-3.80	1.167	0,44133	0,40116	...	0,50708	0,47227	0,46351
2	43	44	1.200	1.300	151	43.53	-7.58	1.250	0,46149	0,42105	...	0,51247	0,47228	0,45349
3	43	44	1.300	1.400	515	43.13	-3.00	1.350	0,47307	0,45864	...	0,53808	0,50104	0,46686
4	43	44	1.400	1.500	438	43.02	-8.95	1.450	0,45645	0,41647	...	0,49669	0,48321	0,47171
5	43	44	1.500	1.600	106	43.14	-9.21	1.550	0,45324	0,41802	...	0,52187	0,50388	0,50634
6	43	44	1.600	1.700	19	43.09	-6.07	1.644	0,43498	0,41124	...	0,59381	0,53408	0,47564
7	43	44	1.700	1.800	10	43.08	-6.38	1.764	0,45198	0,39281	...	0,6191	0,55211	0,49497
8	43	44	1.800	1.900	0	-	-	0	-	-	-	-	-	-
9	43	44	1.900	2.000	0	-	-	0	-	-	-	-	-	-
10	43	44	2.000	2.100	0	-	-	0	-	-	-	-	-	-
11	43	44		2.200	0	-	-	0	-	-	-	-	-	-

En cada uno de estos emplazamientos se dispone de los valores de radiación global mensual y por tanto se pueden determinar los índices de claridad mensuales. A partir de los índices de claridad mensuales, se aplican algoritmos de generación sintética de la radiación solar, para determinar los valores diarios y a continuación los valores horarios, como se muestra en la Figura 9. En un paso posterior (Figura 10) se analizan los valores anuales correspondientes a la aplicación de los modelos de global a directa más extendidos y se selecciona aquel que conduce al resultado con menos diferencia respecto al valor anual correspondiente. Todo este proceso se ejecuta de forma iterativa hasta que se obtiene un resultado con la diferencia en valor anual inferior al 1% con el valor objetivo.

El índice de claridad mensual es el punto de partida para la generación sintética de valores de

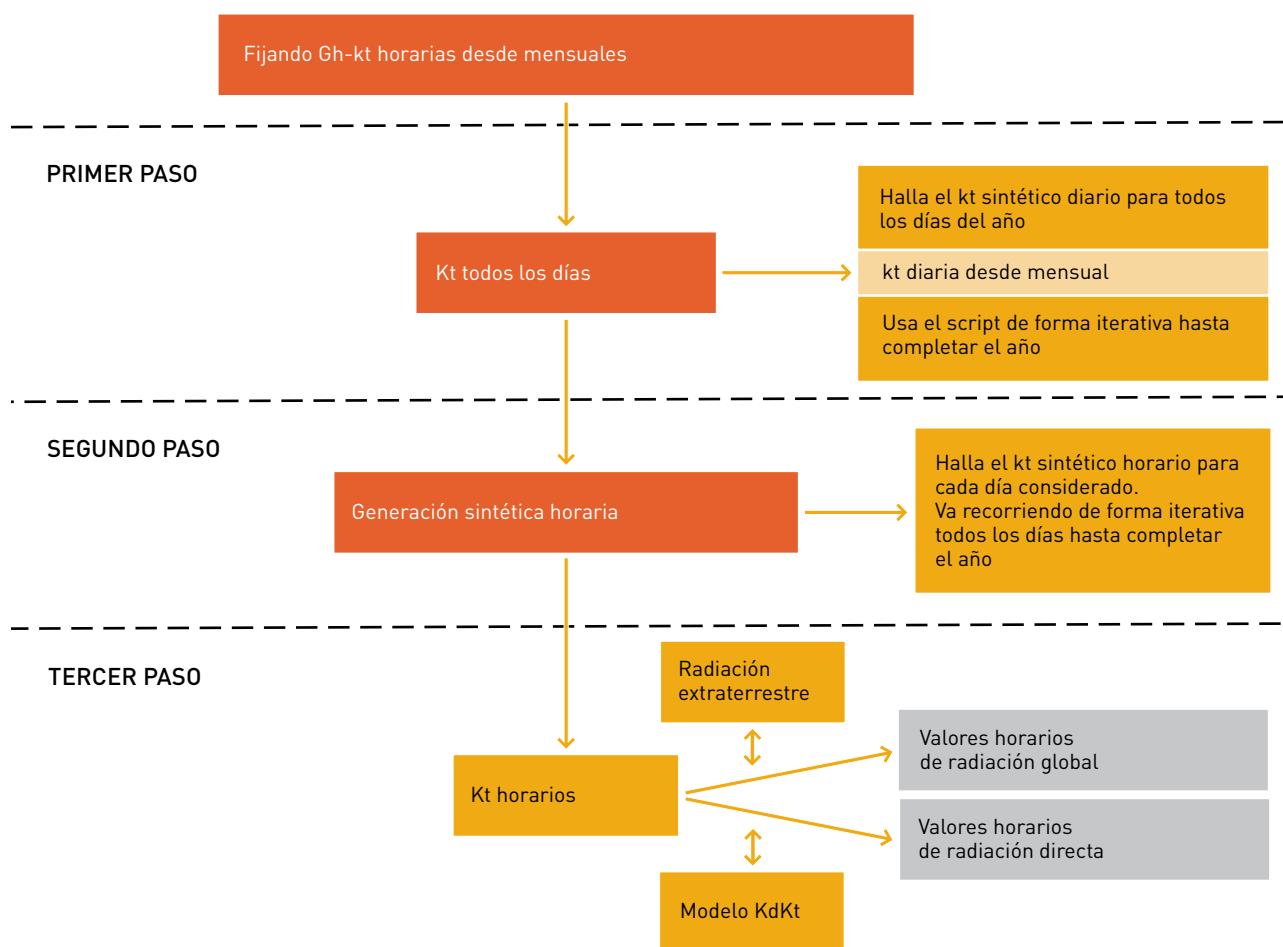
irradiación global. La aproximación seguida en este trabajo consta de dos pasos: en primer lugar, se obtienen valores diarios de claridad partiendo del valor mensual por medio del método desarrollado por Aguiar y sus colaboradores en 1988 (este método hace uso de matrices de Markov de primer orden, y es uno de los más extendidos y validados). Este paso corresponde al "PRIMER PASO" de la Figura 9. En segundo lugar, a partir de los valores diarios de claridad, se lleva a cabo la generación de los valores horarios, por medio del método TAG, propuesto por Aguiar y sus colaboradores en 1991 (este método propone una descomposición de los valores horarios en una componente de tendencia, sumada a una componente aleatoria, y nuevamente es uno de los métodos más extendidos y validados). Este paso corresponde al "SEGUNDO PASO" de la Figura 9.

Una descripción detallada de los modelos de generación sintética de irradiación global puede encontrarse en la literatura [Pagola, in press].

Una vez obtenidas las series horarias de claridad, se procede a la generación de valores horarios de irradiación directa por medio de distintos modelos ampliamente estudiados y validados en la literatura: Orgill & Hollands, Erbs, Reindl y Louche. La generación de valores horarios de irradiación directa se muestra en el "TERCER PASO" de la Figura 9.

A excepción del modelo de Louche (que estima la irradiación directa a partir de valores de transmitancia), los modelos usados de conversión de global a directa estiman la irradiación directa por medio de la fracción difusa. Una descripción detallada de los modelos de conversión de global en directa usados puede encontrarse en Pagola, I., Gastón, M., Fernández Peruchena, C., Torres, J.L., Silva, M., Ramírez L., (2009). Procs. Of the Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems Symposium (15). Berlín. ISBN: 978-3- 00-0287.

Figura 9. Esquema de aplicación de los modelos de generación sintética.



Desafortunadamente, la generación sintética de valores de irradiación global presenta cierta variabilidad (inevitable, por la naturaleza aleatoria de la generación). Diferentes valores de irradiación global generados dan lugar, a su vez, a distintos valores anuales de irradiación directa, que pueden alejarse del valor objetivo.

Para solventar esta dificultad, el método TAG de generación sintética horaria recomienda permitir una

desviación inferior al 3% entre el valor mensual de claridad generado (calculado como el promedio de los valores horarios generados) y el valor de claridad de partida. Siguiendo esta recomendación, se han generado muchas series anuales horarias de irradiación global a partir de valores de claridad registrados en un emplazamiento dado. En la gráfica superior derecha de la Figura 10 se muestra la distribución de los valores anuales de irradiación global obtenidos tras dichas generaciones sintéticas, así como el valor anual

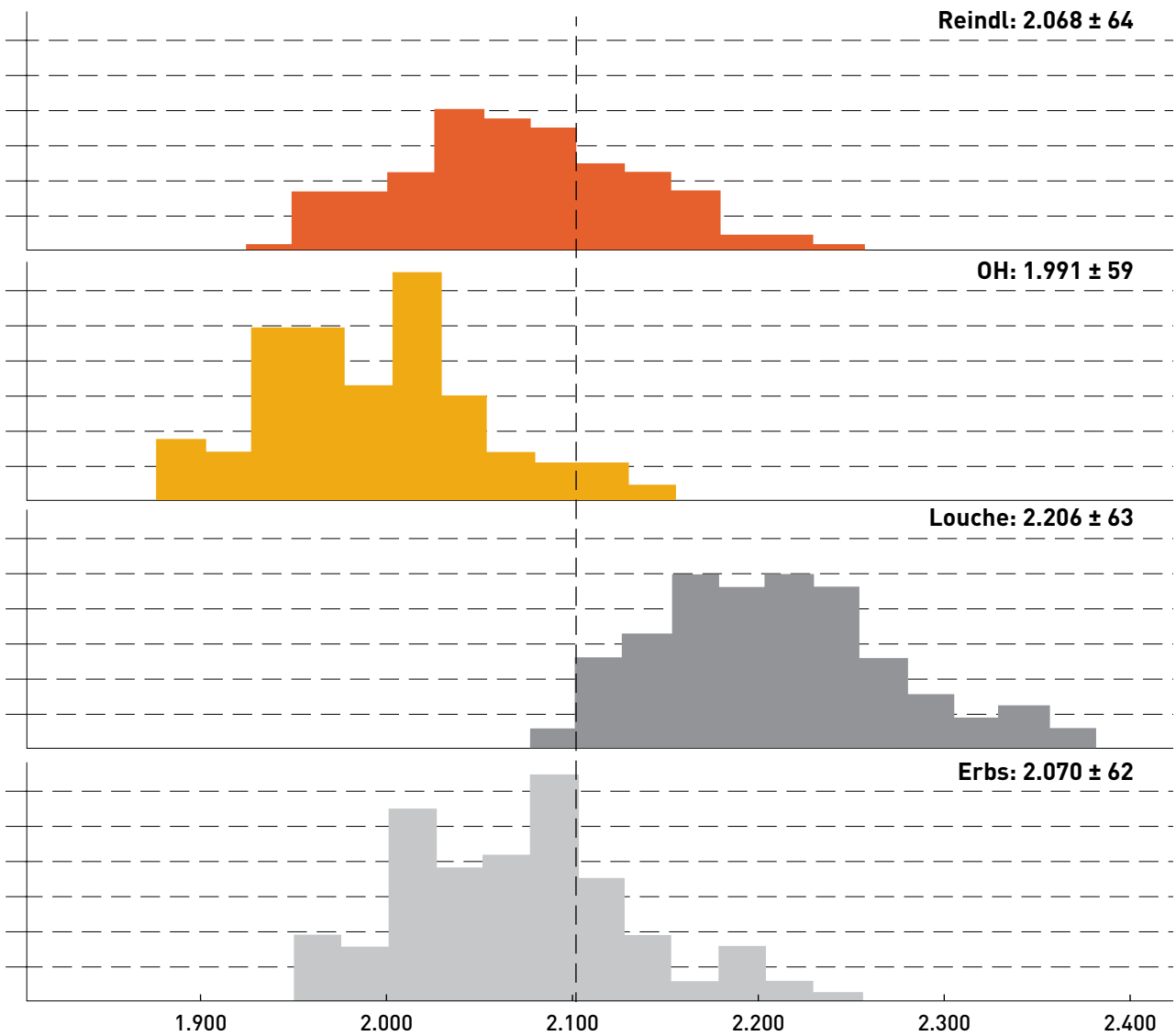
registrado (línea vertical discontinua). Las distintas series generadas de irradiación global dan lugar a las distribuciones de valores anuales de irradiación directa, como se muestra en las gráficas situadas en la parte izquierda de la Figura 10. Nuevamente, el valor anual registrado se muestra con una línea vertical. En la parte inferior derecha de dicha figura, se muestra la gráfica de dispersión entre los valores anuales obtenidos de irradiación directa y de global.

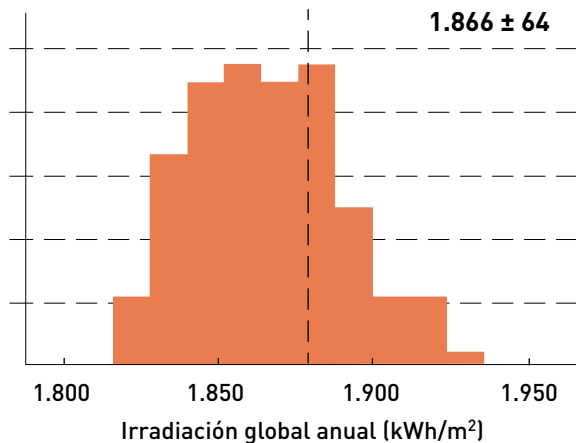
En general, se han obtenido desviaciones estándar del 3% en los valores anuales de irradiación global

generados permitiendo una desviación del 3% en los valores mensuales. Por ello, se ha procedido a una generación más restrictiva, permitiendo únicamente un 1% de desviación en los valores mensuales generados y de partida, con objeto de obtener series cuyos valores anuales sean cercanos a los valores objetivos o de partida. De este modo, para cada caso de estudio, se han generado series de irradiación global y directa, y se ha seleccionado aquella serie que conduce al resultado con menos diferencia entre los valores anuales de partida y los obtenidos de irradiación global y directa (permitiendo un máximo del 1% en dicha diferencia).

Figura 10. Selección del modelo de estimación en función del valor objetivo de DNI anual

Valor objetivo





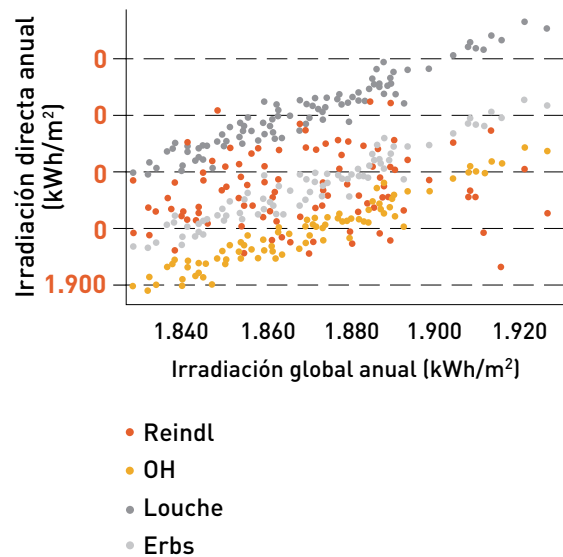
Como resultado de todo este proceso, se dispone de una serie anual de valores horarios de radiación global y directa para cada uno de los 54 casos de distintos valores de DNI anual y latitudes a analizar que se han considerado suficientemente característicos del territorio español.

En un paso posterior se estiman los valores de temperatura horaria correspondientes. Para ello, se adapta un método simplificado de estimación a partir de los valores de radiación global horarios. Carece de interés en el ámbito de este proyecto, explicar en detalle este procedimiento.

5.3.2 Cálculos de producción

En esta sección se detalla cómo se han elaborado los modelos simplificados de producción exergética y eléctrica bruta de las plantas termosolares a partir de los resultados de simulaciones hechas con el programa SimulCET, para las tecnologías de captadores canal-parabólicos (CCP) y de captadores lineales de Fresnel (CLF), y a partir de otras herramientas de simulación para las tecnologías de receptor central y de discos Stirling.

Los modelos simplificados consisten en expresiones matemáticas que permiten calcular la producción eléctrica para todos los puntos del territorio de una forma rápida, en función del recurso solar anual y de la latitud, mediante expresiones ajustadas a una serie de simulaciones precisas en puntos determinados



representativos de todas las latitudes y magnitudes de radiación directa normal anual que se dan en el territorio estudiado. Los criterios utilizados para seleccionar los emplazamientos a simular de forma precisa con los programas de simulación citados han sido expuestos en el apartado anterior, mientras que en este se va a exponer cómo se extraen los modelos simplificados para todo el territorio a partir de simulaciones en estos emplazamientos.

Cada modelo simplificado se divide en dos partes, la primera que se utiliza para calcular la producción exergética de la planta a partir de las características de su emplazamiento (DNI y latitud), y la segunda para estimar la producción eléctrica bruta de las plantas en función de su producción exergética y de su capacidad de almacenamiento térmico.

Uno de los aspectos que se han de tener en cuenta es que, con el objetivo de obtener el potencial de producción de electricidad, todas las simulaciones se han realizado considerando siempre un múltiplo solar óptimo asumiendo el valor óptimo del múltiplo solar¹ óptimo asumiendo el valor óptimo del múltiplo solar como aquel que maximiza la producción eléctrica bruta por superficie de espejo. Una de las implicaciones de esta metodología es que, al tratarse de un óptimo técnico, conduce a plantas con campos solares probablemente menores que las plantas comerciales actuales, optimizadas según criterios económicos. Sin embargo, a la hora de estimar el potencial de producción se considera más adecuado suponer óptimos

¹Múltiplo solar es el cociente de la potencia térmica generada por el campo solar y la potencia térmica demandada por el bloque de potencia en condiciones nominales

técnicos y no económicos, ya que las consideraciones económicas se tienen en cuenta por separado en el análisis de costes y mediante su aplicación al cálculo del potencial accesible, tal como se describirá posteriormente.

Otro aspecto que se verá en las siguientes secciones es que, para el cálculo de la producción eléctrica bruta se ha estimado oportuno estudiar el rendimiento obtenido de dividir la producción eléctrica bruta por el potencial exergético², puesto que este rendimiento refleja la medida en que el sistema de conversión de energía térmica en electricidad (almacenamiento térmico y bloque de potencia) se acerca a un ciclo térmico ideal de Carnot. Así, conocido este rendimiento y el potencial de producción exergética se puede calcular el potencial de producción eléctrica.

Los modelos simplificados, tal como se ha descrito, permiten estimar el potencial exergético y eléctrico de las plantas producido a partir de la energía solar, pero lógicamente, se excluyen todo tipo de fuentes auxiliares de combustible fósil, que pueden representar hasta el 15% de la producción total de las plantas termosolares españolas. Esto implica que los valores que se puedan extraer de este informe no tienen por qué corresponder con la producción de centrales reales, en las que actualmente se utilizan combustibles fósiles auxiliares.

Se verá a lo largo de la descripción de la metodología utilizada para generar los modelos simplificados que, en una primera fase, todos los cálculos se refieren a la producción exergética y eléctrica por metro cuadrado de espejo (área de apertura de las centrales), para, finalmente, estudiar el factor de ocupación del terreno³, que permitirá en última instancia estimar la producción exergética y eléctrica por superficie de terreno ocupado por las plantas.

Es importante resaltar aquí que actualmente el coste del terreno no representa un valor significativo en las plantas termosolares, y el uso del terreno no es actualmente un factor crítico durante el proceso normal de optimización de una planta termosolar. Una vez realizados los cálculos de producción por metro cuadrado de apertura

de colector, se ha procedido a calcular la producción por metro cuadrado de terreno teniendo en cuenta las configuraciones de las plantas comerciales actuales. Pero es importante resaltar que estos valores, la producción eléctrica bruta por metro cuadrado de terreno, podrían cambiar ostensiblemente si el uso del terreno tuviese una influencia más importante en el coste de las plantas o, si por alguna razón, existiesen restricciones del uso del mismo. Así algunas tecnologías con una alta eficiencia de conversión solar a electricidad presentan unos valores relativamente bajos de producción por metro cuadrado de terreno ocupado. Sin embargo por ejemplo la tecnología de disco Stirling podría tener un mayor grado de compactación, disminuyendo de manera ostensible la distancia entre los discos, sin necesidad de reducir de manera significativa la energía generada.

A continuación se describe el proceso de generación de los modelos simplificados por separado para cada una de las tecnologías utilizadas, ya que, aunque básicamente son semejantes, existen ciertas diferencias entre unos y otros. Como podrá comprobarse, los modelos generados para la tecnología de discos parabólicos son los que más difieren, dadas las peculiaridades de esta tecnología.

Centrales de captadores canal-parabólicos

El diagrama de la Figura 11 resume la metodología empleada para elaborar los mapas de producción exergética y energética de las centrales de captadores canal-parabólicos.

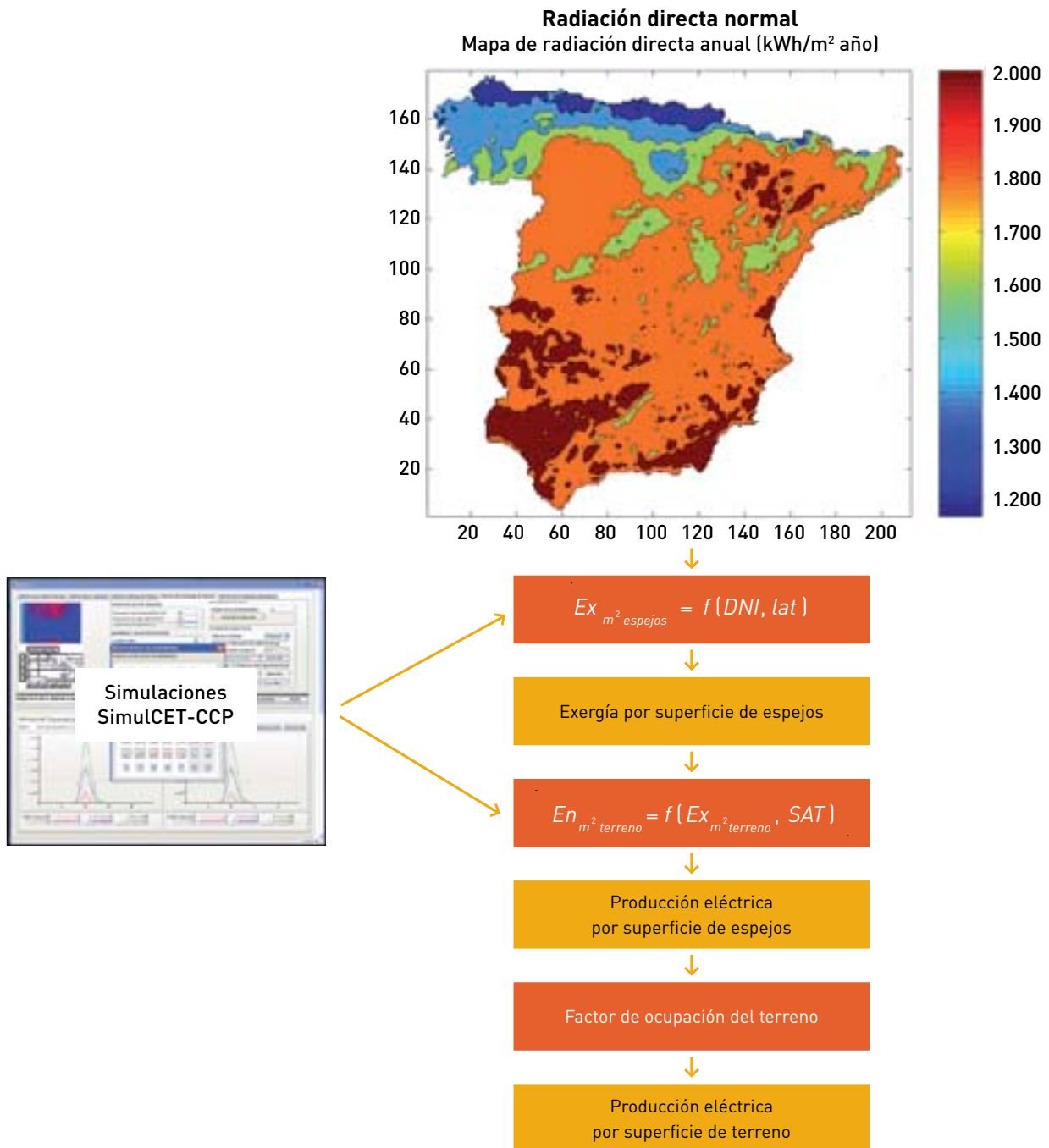
²La exergía es una magnitud termodinámica que indica el máximo trabajo teórico que se puede alcanzar por la interacción espontánea entre un sistema y su entorno. Informa de la utilidad potencial del sistema como fuente de trabajo. De otra forma la exergía es la porción de la energía que puede ser transformada en trabajo mecánico, la parte restante, sin utilidad práctica, recibe el nombre de anergía o entropía.

Fórmula de la exergía:

$$Ex = m \cdot c_p \cdot \left(T_{f_0} - T_{f_i} - T_a \cdot \ln \frac{T_{f_0}}{T_{f_i}} \right)$$

³El factor de ocupación del terreno es el cociente del área de apertura de las centrales y el área total ocupada por las mismas

Figura 11. Metodología de generación del mapa de producción eléctrica para las centrales de captadores canal-parabólicos

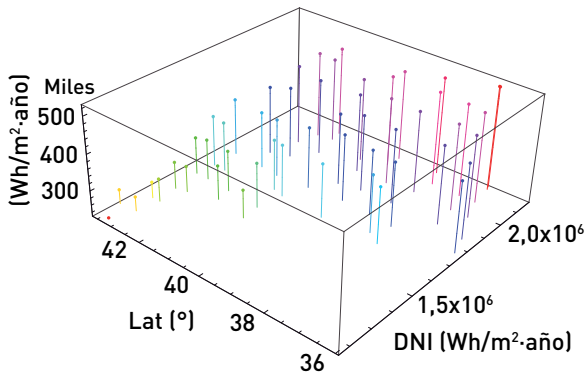


El detalle de esta metodología se describe a continuación.

Estudios previos permitieron demostrar que el potencial exergético de una planta termosolar de captadores CP depende principalmente del DNI anual y de la latitud del emplazamiento de la planta. Al realizar las simulaciones y calcular las producciones exergéticas en cada caso se verificó, además, que la

exergía producida por metro cuadrado de espejo no depende significativamente del múltiplo solar, como era de esperar. Para realizar estos cálculos se hicieron simulaciones sobre diferentes configuraciones de plantas de captadores de canal parabólico de 50 MW. Los resultados de exergía por metro cuadrado se presentan, para cada rango de radiación directa normal anual y latitud en la Figura 12.

Figura 12. Matriz del potencial exergético por superficie de espejos para centrales CCP



Una vez obtenidos los datos se intentó ajustar la matriz resultante del potencial exergético por superficie de espejos según la siguiente Ec. (6).

Ec (6)

$$ex = a + b \cdot dni + c \cdot dni^2 + d \cdot lat + e \cdot lat^2 + f \cdot dni \cdot lat$$

Una vez realizado el ajuste, se analizan las características del mismo para comprobar la bondad del ajuste a los datos de origen. En la tabla siguiente (Tabla 5) se agrupan la estimación de los parámetros (Estimación), los errores estándar (Error estándar), los estadísticos t de la regresión (Estadístico-t) y sus p-valores asociados (P-Valor). Para cumplir la hipótesis nula y poder admitir el modelo como válido, estos últimos coeficientes p-valores tienen que ser cercanos a cero, por debajo de 0,05.

Tabla 5. Parámetros del ajuste mediante una superficie de segundo grado de la producción de exergía

	Estimación	Error estándar	Estadístico-t	P-Valor
a	-56.636	637.536	-0,0888357	0,929582
b	0,393385	0,204054	1,92785	0,059802
c	-3,36669x10 ⁻⁸	2,18826x10 ⁻⁸	-1,53852	0,130487
d	-1.127,39	26,126,8	-0,0431508	0,96576
e	-22,5143	287.351	-0,0783511	0,937874
f	-0,000560576	0,0034234	-0,163749	0,870617

En la tabla precedente se puede ver que para los 4 últimos parámetros la hipótesis nula no se cumple, así que no se puede considerar este modelo como válido. Resulta, por tanto, necesario, ajustar los datos mediante otro tipo de expresión, para lo cual se consideró el siguiente modelo lineal:

Ec (7)

$$ex = a + b \cdot dni + c \cdot lat$$

Con el nuevo ajuste se obtiene la siguiente tabla de características, que en este caso sí cumple la hipótesis nula. Los valores se muestran en la Tabla 6.

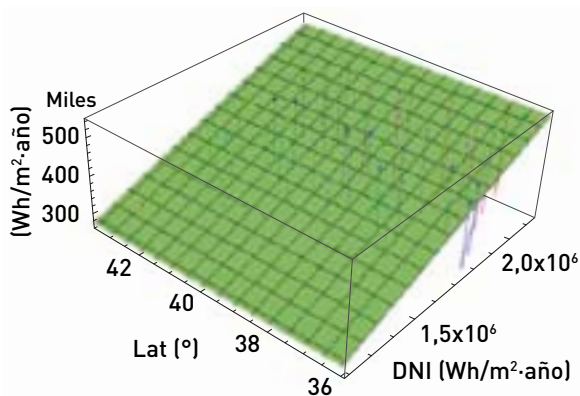
Tabla 6. Parámetros del ajuste mediante un plano de la producción de exergía

	Estimación	Error Estándar	Estadístico-t	p-Valor
a	126.370	26.996,7	4,68093	0,0000214538
b	0,253955	0,00469992	54,034	1,08364x10 ⁻⁴⁶
c	-4.112.45	529.077	-7,77289	3,29569x10 ⁻¹⁰

Para completar la validación del ajuste realizado es preciso comprobar dos características más, el coeficiente de determinación lineal R^2 , y el estadístico de Durbin-Watson DW^4 . El coeficiente de determinación lineal R^2 indica la bondad del ajuste, cuanto más cercano a uno, mejor es el ajuste lineal. Con este ajuste obtenemos R^2 excelente, de 0,990269. El estadístico de Durbin-Watson, indica el grado de independencia de los residuos, su valor es recomendable que se encuentre entre 1,5 y 2,5, cuanto más cercano a 2 mejor. Con este ajuste obtenemos un DW apropiado de 1,64934.

Gracias al análisis anterior se puede aceptar este modelo lineal, representado en la Figura 13 para estimar el potencial exergético por superficie de espejos para plantas CCP.

Figura 13. Ajuste según un plano del potencial exergético por superficie de espejos para centrales CCP



Una vez obtenido el modelo que permite obtener la producción exergética en cada uno de los puntos del territorio, es necesario generar otro modelo que permita calcular la producción eléctrica. Como se ha mencionado anteriormente, el modelo que se ha realizado consiste en un modelo del rendimiento de conversión de exergía a energía eléctrica. De esta forma, en cada punto de la geografía se puede calcular la exergía que puede producir una central termosolar en un año en función de la latitud y la radiación solar recibida en el año y, multiplicando este valor por el rendimiento de conversión, cuyo modelo se explica a continuación, se puede calcular la energía eléctrica producida.

Estudios previos permitieron demostrar que el rendimiento de conversión de exergía a energía eléctrica

bruta de una planta termosolar de captadores CCP depende principalmente de su potencial exergético y de la capacidad del sistema de almacenamiento térmico (SAT) de la planta. Teniendo en cuenta esto se realizaron simulaciones para diferentes capacidades de almacenamiento y distintos niveles de potencial exergético.

Como se ha comentado, todo el proceso de generación de modelos simplificados se ha realizado para las centrales de referencia con un múltiplo solar óptimo en cuanto a producción por metro cuadrado. Hay que tener en cuenta que la optimización del múltiplo solar para alcanzar la máxima producción eléctrica por metro para un determinado emplazamiento es costosa, ya que se necesita realizar numerosas simulaciones anuales para la optimización y, además, al realizarse el estudio para diferentes niveles de almacenamiento su coste computacional se multiplica. Por este motivo, y teniendo en cuenta que la dependencia del rendimiento exergético es mucho más fuerte con la producción exergética que con la latitud, el análisis se ha realizado únicamente en función del almacenamiento térmico y de la exergía, considerando despreciable el efecto de la latitud en el rendimiento, aunque, lógicamente, este se ve reflejado a través del potencial exergético que sí depende de la latitud.

Las simulaciones realizadas, mediante las cuales se ajusta el modelo simplificado, se realizan para un solo año meteorológico de cada uno de los rangos de radiación directa normal. Este año es seleccionado de forma que sea el correspondiente a la latitud en la que se da un máximo número de incidencias de dicho nivel de radiación con el objetivo de escoger el más representativo. La gran dependencia del potencial exergético con la radiación anual hace que este método proporcione directamente un barrido adecuado de los diferentes niveles de potencial exergético.

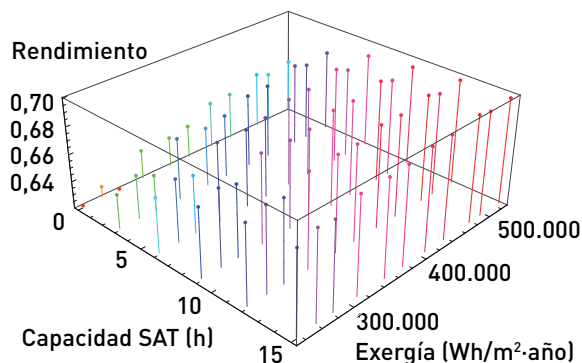
Con todo lo anterior se realiza la optimización del campo solar y la simulación de las centrales de referencia, tanto sin almacenamiento como con 3, 6, 9, 12 y 15 horas de almacenamiento térmico en cada uno de los once niveles de exergía analizados (coincidentes con los 11 niveles de radiación directa anual). Los resultados obtenidos del rendimiento en función de la capacidad de almacenamiento en horas y del potencial exergético se presentan en la Figura 14.

⁴Una de las condiciones que ha de cumplir un modelo de regresión es la no existencia de auto correlación en los residuos. Para estudiar esto se utiliza el estadístico de Durbin Watson cuya expresión es la siguiente:

$$D = \frac{\sum_{t=2}^n (e_t - e_{t-1})^2}{\sum_{t=1}^n e_t^2}$$

Siendo e_t el residuo obtenido en la observación del instante t

Figura 14. Matriz del rendimiento exergético a eléctrico por superficie de espejos para plantas CCP



De forma semejante al caso anterior, primero se intenta ajustar la matriz resultante del rendimiento exergético a eléctrico (*eff*) por superficie de espejos según un modelo lineal en función, lógicamente, de las dos variables analizadas, la capacidad de almacenamiento (*sat*) y la producción exergética (*ex*):

$$Ec (8)$$

$$eff = a + b \cdot sat + c \cdot ex$$

Se obtiene la siguiente tabla de características del ajuste realizado (Tabla 7), que en este caso cumple, a priori, la hipótesis nula.

Tabla 7. Parámetros del ajuste mediante un plano del rendimiento exergético a eléctrico

	Estimación	Error estándar	Estadístico-t	P-Valor
a	0,617965	0,0041293	149,654	4,08729x10-82
b	0,00292916	0,000184308	15,8928	1,01041x10-23
c	9,79584x10-8	1,00432x10-8	9,75371	3,2842x10-14

No obstante, el coeficiente de determinación lineal R2 obtenido es relativamente bajo (0,8417), y, sobre todo, el estadístico de Durbin-Watson es muy lejano a 2 (0,432), lo que significa que los residuos son poco independientes. Dadas las características de los datos a ajustar se puede descartar este ajuste a un plano y buscar un modelo más apropiado para ajustarse a la matriz de rendimiento exergético a eléctrico, en este caso mediante un modelo de segundo grado (Ec. (9)).

$$Ec (9)$$

$$eff = a + b \cdot sat + c \cdot sat^2 + d \cdot ex + e \cdot ex^2 + f \cdot sat \cdot ex$$

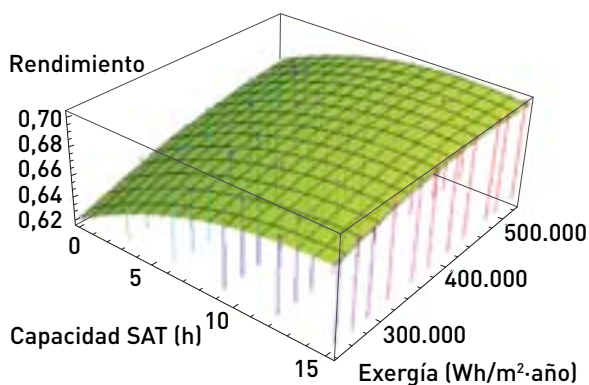
Realizado este nuevo ajuste se obtiene la tabla de características mostradas en la Tabla 8. El análisis de la misma determina que se cumple la hipótesis nula para los 6 parámetros, lo que significa que todos los parámetros son significativos y no se necesita eliminar ninguno de ellos, por lo que se mantienen por tanto todos los analizados (a, b, c, d, e, f).

Tabla 8. Parámetros del ajuste mediante una superficie de segundo grado del rendimiento exergético a eléctrico

	Estimación	Error estándar	Estadístico-t	P-Valor
a	0,555499	0,00760169	73,0757	2,43205x10-60
b	0,00913154	0,000403757	22,6164	4,6596x10-31
c	-0,000261445	0,0000172006	-15,1998	3,05949x10-22
d	3,55015x10-7	4,03583x10-8	8,7966	2,17392x10-12
e	-2,79755x10-13	5,24952x10-14	-5,32915	1,5663x10-6
f	-6,0681x10-9	8,01601x10-10	-7,56997	2,65864x10-10

Además el coeficiente de determinación lineal R2 obtenido es muy bueno (0,9735), y el estadístico de Durbin-Watson es adecuado (2,492), por lo que se puede considerar este ajuste a una superficie de segundo grado como apropiado para representar el rendimiento exergético a eléctrico en función del potencial exergético por metro cuadrado y la capacidad del sistema de almacenamiento térmico. La Figura 15 muestra la superficie representada por el ajuste junto a los puntos de origen que dan lugar a la expresión.

Figura 15. Ajuste a una superficie de segundo grado del rendimiento exergético a eléctrico para plantas CCP



Al haber definido el rendimiento de generación de electricidad a partir de la exergía proporcionada por el campo solar, se puede comprobar que este rendimiento refleja el grado de aproximación del sistema real de conversión a un sistema ideal de Carnot. En efecto, un ciclo de Carnot que funcionase con una

fuente caliente a $T_c = 393 \text{ }^\circ\text{C}$ en un entorno a $T_{amb} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ tendría un rendimiento de 56,0% según la expresión del rendimiento mostrada en la ecuación Ec. (10).

Ec (10)

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_{amb} (K)}{T_c (K)}$$

La turbina utilizada para el modelo de la planta de captadores de Fresnel tiene un rendimiento de diseño de 37,9%, lo que significa que en condiciones óptimas el sistema real tiene un rendimiento igual a 67,7% del ciclo de Carnot. Esto se corresponde adecuadamente con los valores de rendimientos obtenidos con las simulaciones detalladas y con el ajuste.

Una vez encontrados modelos simplificados que permiten calcular la exergía y, a través del rendimiento, la energía eléctrica que producen las plantas por metro cuadrado de espejos, resulta necesario para el análisis del potencial en el territorio español, determinar la relación existente, para las plantas de referencia, entre la superficie de espejo (área de apertura) y el terreno real ocupado, llamado en adelante factor de ocupación del terreno.

Para determinar el factor de ocupación del terreno representativo para la tecnología CCP, se ha decidido estudiar las plantas existentes y calcular el factor medio que les corresponde.

En la tabla siguiente (Tabla 9) se agrupan los valores encontrados para tres tipos de plantas comerciales de tecnología reciente.

Tabla 9. Ocupación del terreno para diferentes centrales de captadores canal-parabólicos

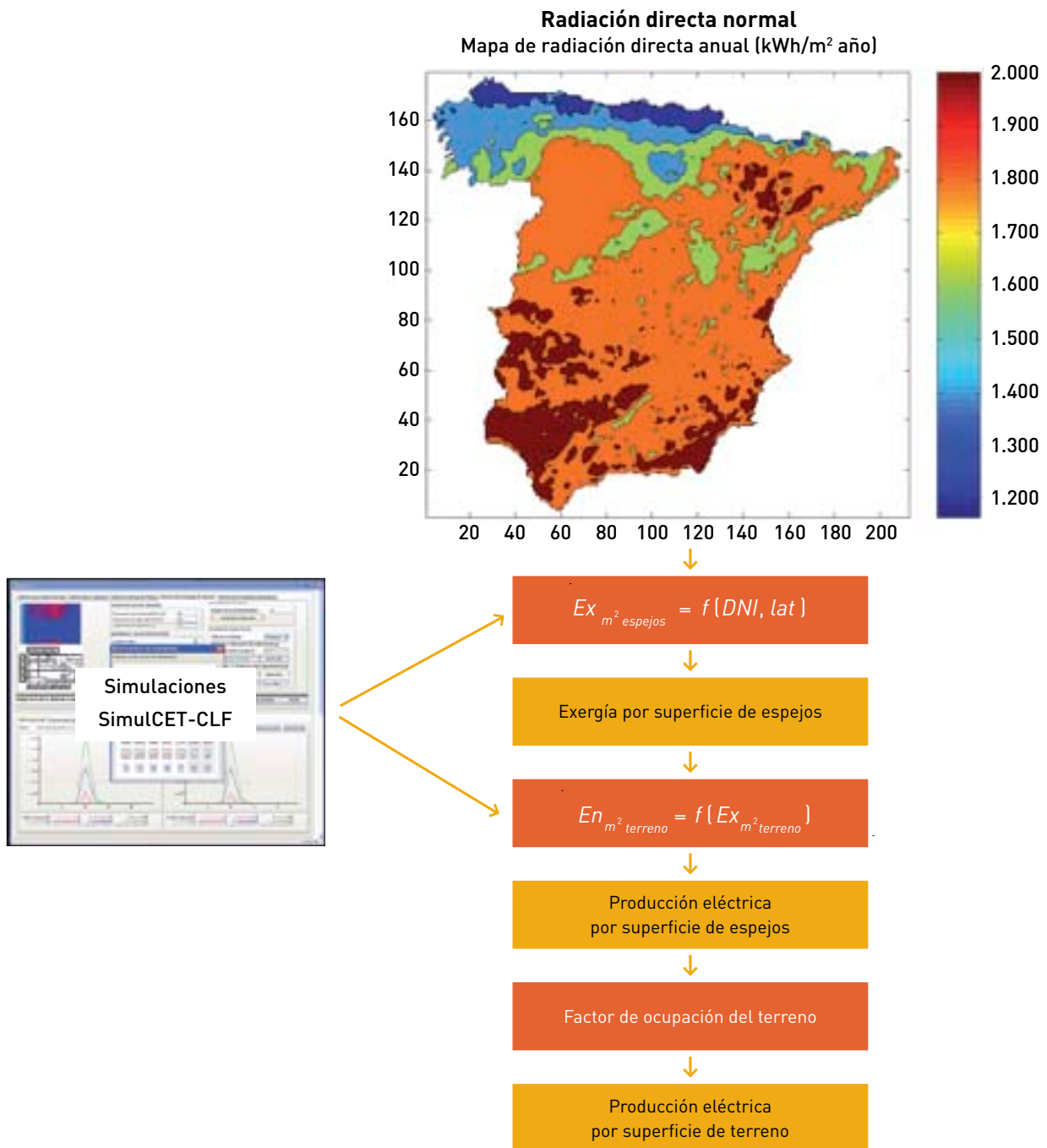
	Sup. campo (m ²)	Sup. terreno (m ²)	Ocupación (%)
Andasol 1/2 - Extresol1	510.020	2.000.000	25,5
Nevada Solar One	357.200	1.618.778	22,1
Solnova1	300.000	1.150.000	26,1
Total	1.167.220	4.768.778	24,5

El valor medio de ocupación del terreno considerado en este estudio para plantas CCP es de 24,5%, pero conviene tener en mente que este valor podrá sufrir cambios en los próximos años. Por ejemplo, este valor podría subir si se da una mayor importancia al uso de terreno en el diseño de las plantas futuras, aunque se sacrifique parte de la energía por las pérdidas por sombreadamiento.

Centrales de captadores lineales de Fresnel

El diagrama de la Figura 16 resume la metodología empleada para elaborar los mapas de producción exergética y energética de las centrales de captadores lineales de Fresnel.

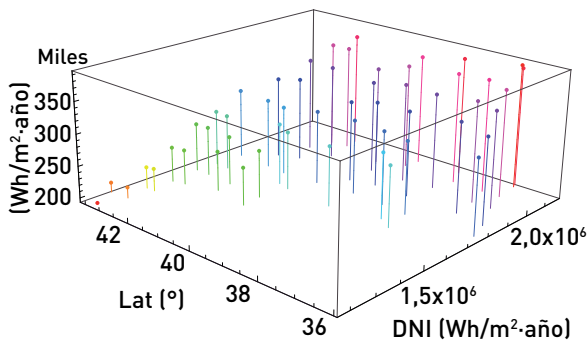
Figura 16. Metodología de generación del mapa de producción eléctrica para las centrales de captadores lineales de Fresnel



El detalle de esta metodología se describe a continuación.

Estudios previos permitieron demostrar que el potencial exergético de una planta termosolar de captadores lineales de Fresnel depende principalmente del DNI anual y de la latitud del emplazamiento de la planta (Figura 17). Para el presente análisis de sensibilidad se ha considerado una planta tipo de 30 MW de vapor saturado.

Figura 17. Matriz del potencial exergético por superficie de espejos para centrales CLF



Primero se intentó ajustar esta matriz según una expresión del siguiente tipo (Ec. (11)).

$$Ec (11)$$

$$ex = a + b \cdot dni + c \cdot dni^2 + d \cdot lat + e \cdot lat^2 + f \cdot dni \cdot lat$$

En la tabla siguiente se puede ver que para 3 parámetros c, e, f la hipótesis nula no se cumple, así que no se puede considerar este modelo como válido.

Tabla 10. Parámetros del ajuste mediante una superficie de segundo grado de la producción exergética

	Estimada	Error estándar	t-Estadística	P-Valor
a	162.991	110.961	1.468,9	2,4719x10 ⁻¹¹³
b	0,206208	0,0597126	3,45335	0,00116628
d	-7,78939x10 ⁻⁹	7,99064x10 ⁻⁹	-0,974815	0,33454
e	-8.770,52	2.801,1	-3,1311	0,00296326
f	93,1302	55,5863	1,67542	0,100356
g	0,000174116	0,000902177	0,192996	0,847777

Como en el caso de las plantas CCP, este primer modelo es inútilmente complejo para ajustarse a la matriz de exergía por superficie de espejo. Por consiguiente se considera el siguiente modelo lineal:

$$Ec (12)$$

$$ex = a + b \cdot dni + c \cdot lat$$

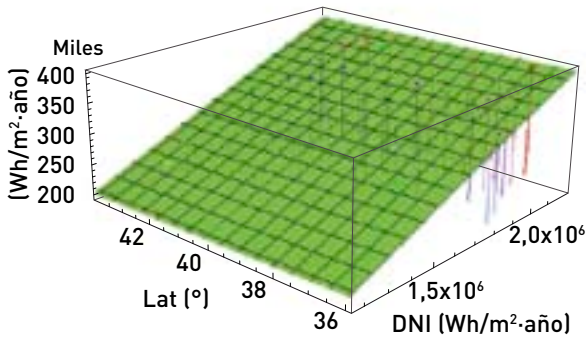
Se obtiene la siguiente tabla de características del ajuste, que cumple la hipótesis nula:

Tabla 11. Parámetros del ajuste mediante un plano de la producción exergética

	Estimada	Error estándar	t-Estadística	P-Valor
a	28.804,6	11.113,2	2,59193	0,0124187
b	0,185808	0,00193449	96,0501	2,64099x10 ⁻⁵⁹
c	-1.091,19	217,794	-5,01017	6,90233x10 ⁻⁶

Además el coeficiente de determinación lineal R^2 obtenido es muy bueno (0,9964), y el estadístico de Durbin-Watson es adecuado (2,102), por lo tanto se puede considerar este ajuste a un plano como apropiado (Figura 18).

Figura 18. Ajuste según un plano del potencial exergético por superficie de espejos para centrales CLF



Dado que los sistemas de almacenamiento no han sido considerados para las centrales de captadores lineales de Fresnel, la producción eléctrica de este tipo de plantas termosolares depende principalmente de su potencial exergético.

Se intenta ajustar la curva del rendimiento exergético a eléctrico (eff) según un modelo lineal en función de la producción exergética por metro cuadrado (ex):

$$Ec (13)$$

$$eff = a + b \cdot ex$$

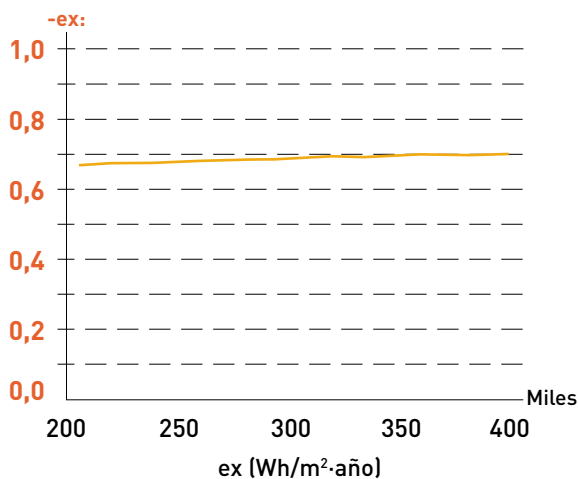
Se obtiene la Tabla 12 con las características del ajuste, que cumple la hipótesis nula:

Tabla 12. Parámetros del ajuste lineal del rendimiento exergético a eléctrico

	Estimada	Error estándar	t-Estadística	P-Valor
a	0,591395	0,00607284	97,3836	6,43891x10 ⁻¹⁵
b	2,81363x10 ⁻⁷	1,99258x10 ⁻⁸	14,1205	1,90439x10 ⁻⁷

El coeficiente de determinación lineal R^2 obtenido es bueno (0,952013), y el estadístico de Durbin-Watson es excelente (2,16739), por lo tanto se puede considerar apropiado este ajuste a una recta (Figura 19).

Figura 19. Ajuste cuadrático del rendimiento exergético a eléctrico para centrales CLF



Se puede comprobar que este rendimiento refleja el grado de aproximación del sistema real a un sistema ideal de Carnot. En efecto un ciclo de Carnot funcionando con una fuente caliente a $T_c=265$ °C en un entorno a $T_{amb}=20$ °C tendría un rendimiento de 45,5%.

$$Ec (14)$$

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_{amb} (K)}{T_c (K)}$$

La turbina utilizada para el modelo de la planta de captadores de Fresnel tiene un rendimiento de diseño de 30,0%, lo que significa que en condiciones óptimas el sistema real tiene un rendimiento igual a 65,9% del ciclo de Carnot. Esto corresponde a los valores de rendimientos obtenidos con las simulaciones detalladas y con el ajuste.

Para determinar el factor de ocupación del terreno representativo para la tecnología de captadores lineales de Fresnel, se ha decidido estudiar las plantas existentes y calcular el factor medio que les corresponde. En la tabla siguiente se agrupan los valores encontrados para dos plantas de demostración de tecnología reciente.

Tabla 13. Ocupación del terreno para diferentes centrales de captadores lineales de Fresnel

	Sup. campo (m ²)	Sup. terreno (m ²)	Ocupación (%)
Kimberlina	26.000	48.563,3	53,5
Puerto Errado	18.000	70.000	25,7
Total	57.360	11.8563,3	37,1

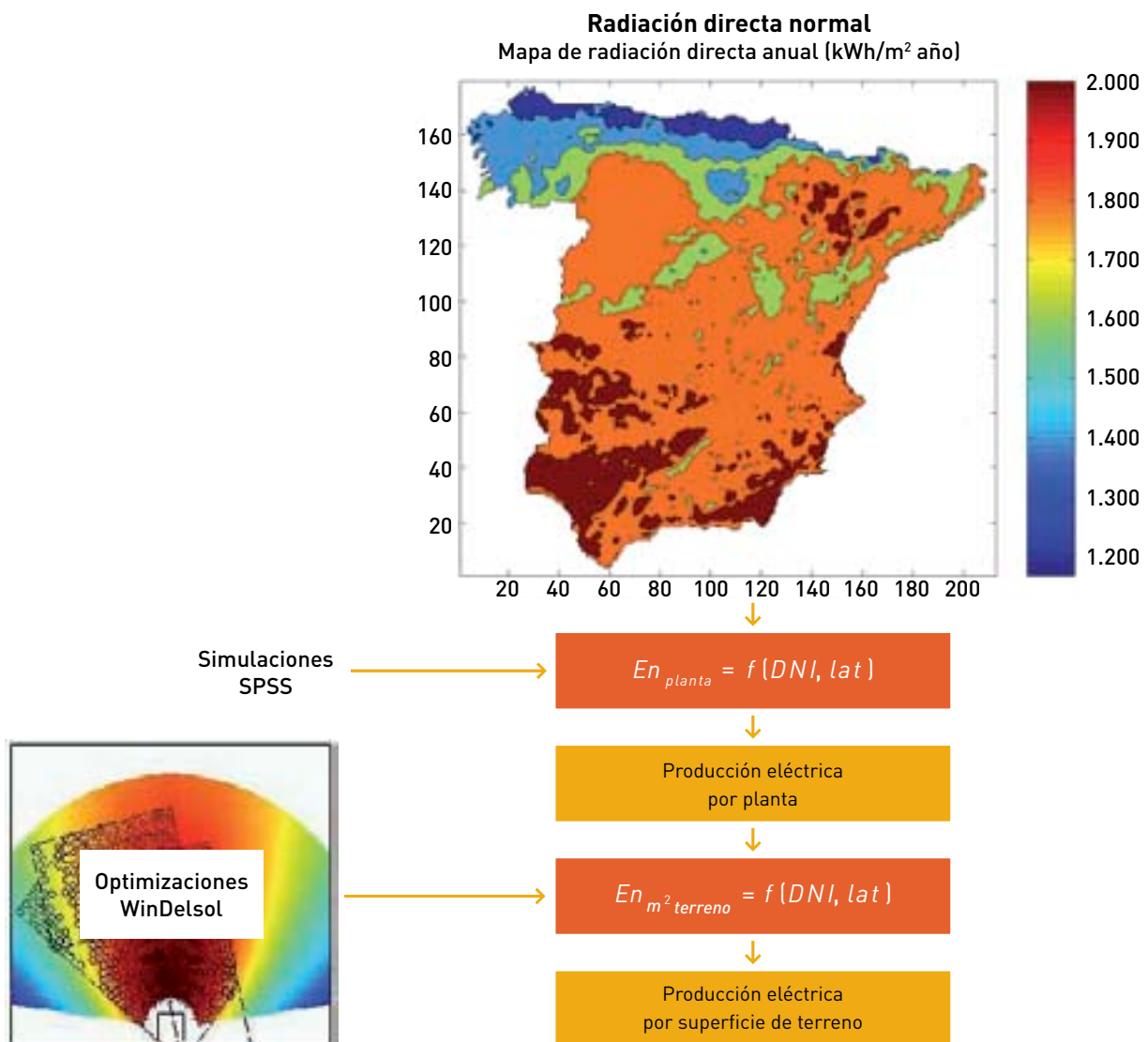
Cabe observar que los dos factores de ocupación mencionados en la tabla precedente son muy diferentes, debido por parte a la falta de madurez de la tecnología CLF y sus muy variadas opciones de diseño. Por otra parte, la superficie de terreno ocupada por la planta de Puerto Errado es probablemente mayor de lo necesario para una planta de semejante capacidad, es decir que esta planta hubiera podido ser diseñada con un factor de ocupación más alto. Por consiguiente, el valor medio

de ocupación del terreno considerado en este estudio para plantas de captadores lineales de Fresnel es de 37,1%, pero conviene tener en mente que este valor podrá sufrir cambios importantes en los próximos años.

Plantas de receptor central

El diagrama de la Figura 20 resume la metodología empleada para elaborar los mapas de producción energética de las plantas de receptor central.

Figura 20. Metodología de generación del mapa de producción eléctrica para las plantas de receptor central



El detalle de esta metodología se describe a continuación:

La estimación del potencial de la tecnología de torre o receptor central presenta una gran complejidad debido, por un lado a la variedad de opciones tecnológicas existentes (campos mono- o multi-torre, distintos fluidos de trabajo, múltiples opciones de sistemas de almacenamiento térmico, etc.) y por otro a la misma complejidad de la tecnología en sí desde el punto de vista de la simulación, ya que el comportamiento óptico del campo de helióstatos depende de múltiples factores, que van desde la calidad óptica de los helióstatos hasta la latitud, pasando por el despliegue de los helióstatos sobre el terreno o la altura de la torre y las dimensiones del receptor, entre otros factores. Por ello, el análisis aquí presentado no es totalmente paralelo al realizado para las tecnologías de concentración con foco lineal –canales parabólicos y captadores lineales de Fresnel. Para poder abordar el problema en el marco del presente estudio se ha recurrido a la siguiente hipótesis simplificativa: dado un campo solar optimizado en un emplazamiento y bajo unas ciertas condiciones de referencia, es posible en cualquier latitud conseguir diseñar un campo

solar con el mismo comportamiento óptico. Esta hipótesis conduce a errores que pueden considerarse razonables en el marco del presente estudio [Crespo, 2010]. Por otra parte, el análisis se ha realizado para plantas de 50 MW sin almacenamiento o con almacenamiento térmico de 6 horas de capacidad.

Partiendo de esta hipótesis, el comportamiento de un sistema de receptor central dependerá fundamentalmente del recurso solar, de la latitud y de la capacidad del sistema de almacenamiento, mientras que la dependencia de la latitud se reflejará, también y de forma notoria, en la superficie de terreno necesaria para el despliegue de dicho campo y por tanto en la producción por unidad de área de terreno. Para analizar el efecto de la latitud sobre estas variables se ha procedido a realizar una optimización técnico –económica para diversas franjas de latitud.

El análisis se ha realizado empleando como herramientas básicas el software WinDelsol [Fernández et al., 2001] y un programa de cálculo desarrollado expresamente para este proyecto.

Los resultados de este análisis para los casos RC0 y RC6 se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14. Área de captación obtenida para cada franja de latitud a partir de la optimización con Windelsol para las centrales RC0 (sin almacenamiento) y RC6 (con almacenamiento)

Latitud	Área de captación RC6 (m ²)	Área de captación RC0 (m ²)
36°	495.184	294.220
37°	495.792	294.463
39°	497.006	294.613
41°	497.370	294.735
43°	498.949	295.099

En lo que se refiere a la ocupación de terreno, como ya se ha comentado anteriormente, el coste del terreno no representa hoy un valor significativo en las plantas termosolares, y por tanto el uso del terreno no es actualmente un factor crítico durante el proceso normal de optimización de una planta termosolar. La mayor o menor compactación de los helióstatos es un compromiso entre distintos factores: por un lado

la atenuación atmosférica crece con la distancia y por otro las pérdidas por el denominado efecto coseno también, por ello cuando la potencia requerida demanda un mayor número de helióstatos, estos se compactan más dando lugar a unas pérdidas por sombras y bloqueos mayores en detrimento de las pérdidas por efecto coseno y atenuación atmosférica mejorando así el resultado conjunto.

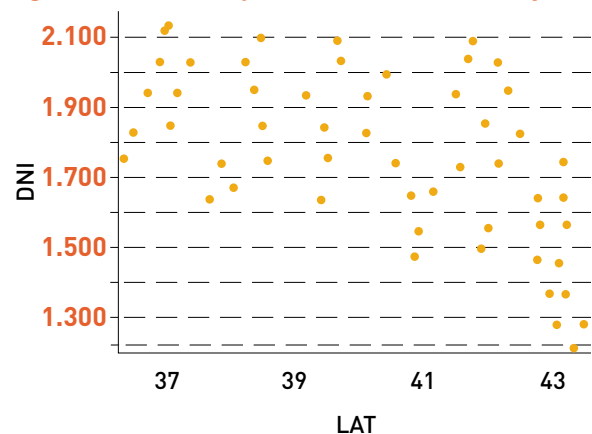
Tabla 15. Ocupación del terreno de las centrales de torre actuales

	PS10	PS20	Gemasolar
Área total (m ²)	600.000	900.000	1.900.000
Número de heliostatos	624	1.255	2.650
Área por heliostato	120	120	115
Área total de apertura (m ²)	74.880	150.600	304.750
Factor de ocupación	0,1248	0,1673	0,1604

Como se puede ver en la Tabla 15, las plantas actualmente existentes en España presentan valores de ocupación de terreno relativamente bajos. Es importante resaltar aquí que ya en la evolución de PS10 a PS20, dos plantas de igual configuración geométrica (campo norte), y de la misma opción tecnológica (vapor saturado), se observa un cambio importante en el uso del terreno. Dado que la central adoptada como referencia es una planta de 50 MW, y puesto que es la potencia térmica nominal, directamente relacionada con el número de heliostatos, la que finalmente fijará el factor de ocupación de terreno, se ha adoptado como valor de ocupación de terreno medio para las plantas de receptor central sin almacenamiento (RC0) el valor de 0,20 y para la central con almacenamiento de 6 h (RC6) el valor de 0,19.

Asumiendo que la energía eléctrica anual generada es función principalmente de la DNI anual acumulada y de la latitud, se realizaron las simulaciones de las plantas de referencia sin almacenamiento (RC0) y con 6 h de almacenamiento (RC6) para cada uno de los 54 años de referencia correspondientes a cada uno de los casos significativos descritos en los apartados anteriores, obteniéndose los valores de energía eléctrica generada por las diferentes centrales con distintas horas de almacenamiento en cada uno de estos casos. Las áreas de captación y de terreno para cada caso son las correspondientes a la franja de latitud en que se sitúan, según las tablas anteriores. En la figura se representan los valores de latitud y DNI para cada uno de los casos significativos simulados.

Figura 21. LAT (°) y DNI de los 54 años tipo



Dividiendo la energía eléctrica generada por la superficie de espejo de la central optimizada en cada uno de los 54 casos representativos, se obtiene la energía eléctrica generada por unidad de superficie de espejo y, utilizando el factor de ocupación del terreno, se obtiene el modelo correspondiente a la energía eléctrica bruta generada por unidad de terreno.

Realizando un ajuste de la electricidad bruta generada en función de la DNI anual y de la latitud, para cada capacidad de almacenamiento, empleando para ello un modelo lineal –plano– y la herramienta SPSS [Levesque, 2007] se obtiene la siguiente ecuación (Ec. (15)).

Ec (15)

$$e_{anual}(Lat, DNI) = a + b \cdot Lat + c \cdot DNI$$

Donde:

- Lat = Latitud en grados (°),
- DNI expresada en kWh/m²,

Y siendo $E_{anual}(Lat,DNI)$ la electricidad bruta generada anualmente en cada emplazamiento en Wh.

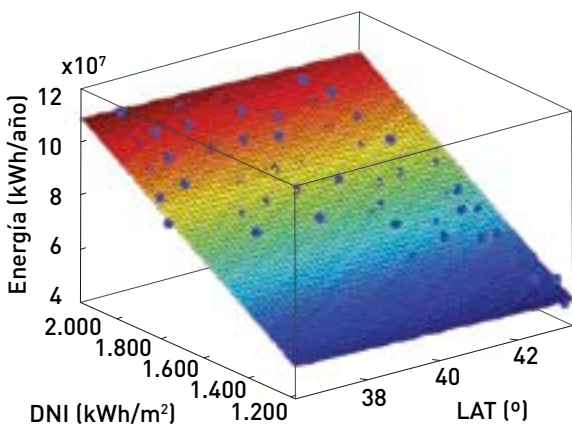
Los valores de los coeficientes a , b y c resultan, para las capacidades de almacenamiento de referencia, los siguientes:

Tabla 16. Coeficientes del ajuste de la producción eléctrica bruta de las centrales sin almacenamiento y con 6 horas de almacenamiento

Coeficiente	Sin almacenamiento	6 horas de almacenamiento
a	$3,524 \times 10^6$	$5,42 \times 10^6$
b	$-4,440 \times 10^5$	$-6,562 \times 10^5$
c	$5,612 \times 10^4$	$9,199 \times 10^4$

El coeficiente de determinación, R^2 , resulta superior a 0,99 para los dos casos (0 horas y 6 horas), indicando la bondad del ajuste. Los resultados, para el caso de la central sin almacenamiento se representan en la Figura 22 (la figura correspondiente al caso de 6 horas no se presenta por carecer de interés, ya que es completamente análoga).

Figura 22. Energía eléctrica bruta anual (kWh/año) como función de la latitud y la DNI. 54 años tipo (puntos azules). Ajuste por un plano. Caso sin almacenamiento



Para el cálculo de la energía generada por unidad de superficie de terreno, se realiza un tratamiento similar al descrito para el caso de la energía eléctrica generada anualmente por las centrales sin almacenamiento y con 6 horas de almacenamiento térmico, obteniéndose expresiones de la siguiente forma (Ec. (16)).

Ec (16)

$$e_{anual}(Lat, DNI) = a + b \cdot Lat + c \cdot DNI$$

Donde, una vez más:

- Lat = Latitud en grados ($^{\circ}$),
- DNI expresada en kWh/m^2 ,

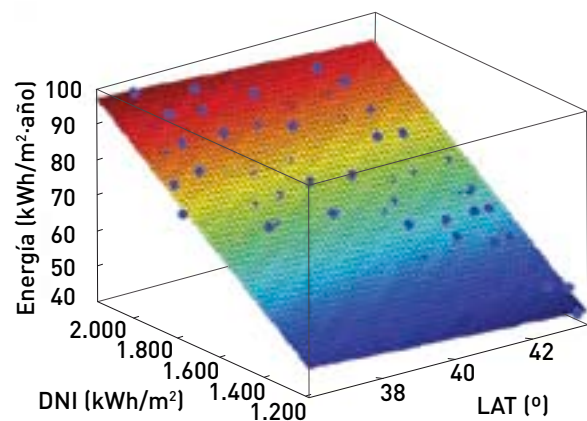
Y siendo $E_{anual}(Lat,DNI)$ la electricidad bruta generada anualmente por metro cuadrado de terreno (Wh/m^2) por la central sin almacenamiento térmico. Los valores de los coeficientes a , b y c , que proporcionan un coeficiente de determinación, R^2 , superior a 0,99, resultan los siguientes:

Tabla 17. Coeficientes del ajuste de la producción eléctrica bruta por unidad de superficie de terreno de las centrales de receptor central sin almacenamiento (RC0) y con almacenamiento de 6h (RC6)

Coeficiente	Sin almacenamiento	Con almacenamiento
a	21,41	16,31
b	-0,8317	-0,6685
c	0,05234	0,04865

En la Figura 23 se representa, a título ilustrativo, la energía eléctrica bruta generada por la central con 6 horas de almacenamiento.

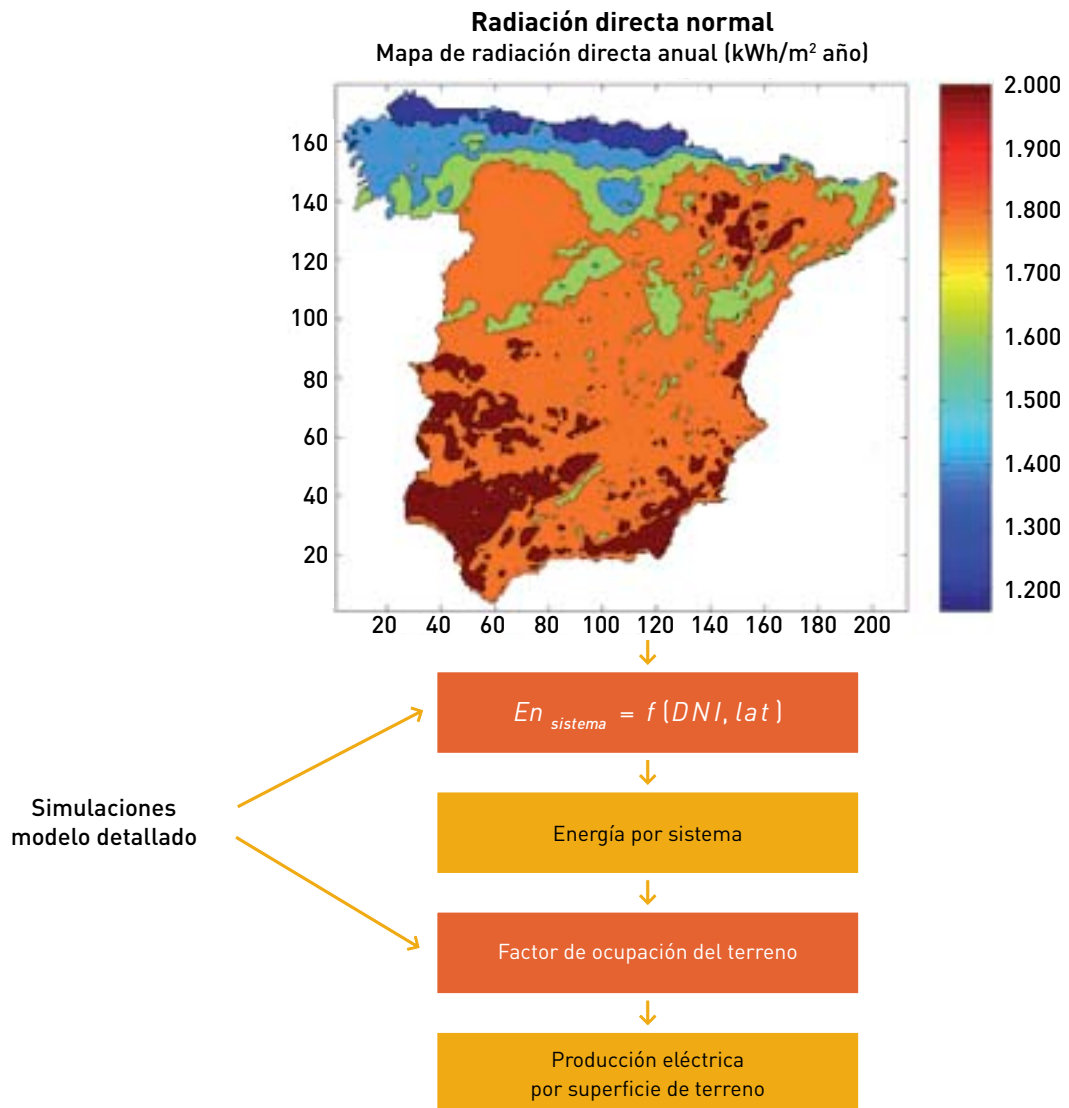
Figura 23. Energía eléctrica bruta anual por unidad de superficie de terreno (kWh/m²/año) como función de la latitud y la DNI. 54 años tipo (puntos azules). Ajuste por un plano. Caso con 6 horas de almacenamiento



Discos parabólicos con motor Stirling

El diagrama de la Figura 24 resume la metodología empleada para elaborar los mapas de producción energética de los discos parabólicos con motor Stirling.

Figura 24. Metodología de generación del mapa de producción eléctrica para los discos parabólicos con motor Stirling



El detalle de esta metodología se describe a continuación.

Como se ha adelantado anteriormente, la tecnología de discos parabólicos, debido a sus peculiaridades, principalmente su gran modularidad, es la que presenta una metodología más distante a las anteriores. El análisis del potencial se ha realizado siguiendo un esquema similar al de las restantes tecnologías, aunque teniendo en cuenta las particularidades de este tipo de sistemas.

La primera diferencia que se encuentra en los modelos simplificados de la tecnología Disco-Stirling es que en este caso no se utilizan dos modelos diferenciados, uno para el cálculo de la exergía y otro para

el rendimiento de conversión de la exergía a energía eléctrica, sino un único modelo simplificado de producción eléctrica bruta en función de la radiación anual y la latitud, ya que la distinción no parece tener sentido en este caso, dadas sus características.

Dada la escasa disponibilidad de programas de simulación para este tipo de sistemas, el primer paso ha consistido en el desarrollo de los modelos detallados de simulación, que permiten estimar la producción de energía eléctrica en función de la irradiancia directa normal, de la temperatura ambiente y de la disposición geométrica de los discos en un campo (a efectos de evaluar las pérdidas por

sombras entre las unidades). El modelo del sistema definido como tecnología de referencia ha sido desarrollado a partir de información recogida en la literatura.

Una vez más, este modelo se ha utilizado para simular el comportamiento de la central de referencia en los emplazamientos, y con los años meteorológicos, representativos de todos los niveles de radiación y latitudes del territorio de estudio. Empleado este modelo en el conjunto de los años tipo, se ha obtenido la producción eléctrica neta anual. A partir de estos datos, como se muestra a continuación, se han obtenido las expresiones o modelos simplificados que permiten estimar la producción de energía eléctrica de los discos en función de la radiación anual y de la latitud.

Para sistematizar el cálculo se ha considerado un campo rectangular de discos parabólicos, dispuestos de norte a sur y de este a oeste, asumiendo que la distancia entre ellos sea aquella que garantiza unas pérdidas por sombras igual o inferior al 1,5% respecto al caso ideal de un campo en el que los discos no son sombreados. Para evaluar el potencial, este análisis se define en una planta de referencia situada en un lugar determinado, a través del cual se obtendrá una disposición óptima de los discos según pérdidas. Una vez conocida la planta de referencia, se simula su comportamiento en el resto de lugares en estudio con el objetivo de analizar la dependencia con la latitud y la DNI anual o mensual.

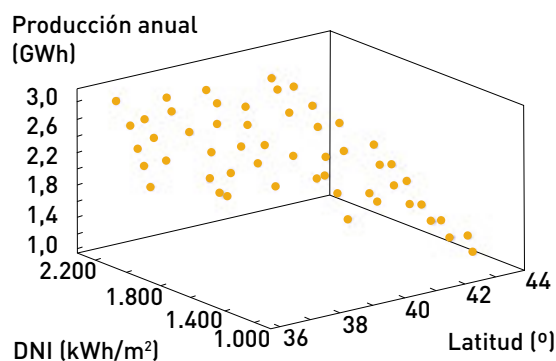
La central de referencia, está basada en el sistema de SES, compuesto por un concentrador de 10,5 m de diámetro con una reflectividad de diseño de 0,91 y el motor Stirling Kockums 4-95, con hidrógeno como fluido de trabajo. Este sistema tiene una potencia de 25 kW eléctricos que se alcanza con una irradiancia directa normal de 1.000 W/m². La planta de referencia se compone de 5 módulos de 2 MW de potencia⁵ nominal, cada uno de los cuales consta de 80 unidades, dispuestas en 10 filas en la dirección este-oeste y 8 filas en la norte-sur, sumando en total 400 sistemas con una potencia nominal de 10 MW. Estos se distribuyen en planta rectangular siguiendo el criterio de que las pérdidas energéticas anuales debidas al sombreado entre los distintos

discos no excedan el 1,5% de la energía que generaría una central ideal en la que no se producen sombras. Imponiendo este criterio en un emplazamiento determinado se obtiene la distancia óptima entre discos y, por tanto, el factor de ocupación del terreno definido como la relación entre área reflexiva y área de terreno necesaria. El emplazamiento de referencia que se utiliza en corresponde a una latitud de 37.173° y una longitud de -4.35° (Sevilla), en el que la irradiancia directa normal anual alcanza los 1.997 kWh/m². En este caso de referencia la distancia óptima resulta 22,55 m con un factor de ocupación de 0,1119.

El rendimiento medio anual esperado en el emplazamiento de referencia es del 23,5%, habiéndose considerado un factor de disponibilidad anual del 90%. Este factor de disponibilidad parece razonable en el estado actual de la tecnología, si bien es de esperar una mejora progresiva con el tiempo si la tecnología alcanza el nivel de desarrollo esperado.

Utilizando el modelo de estimación se obtiene la matriz de producción energética anual del disco, representada en la Figura 25.

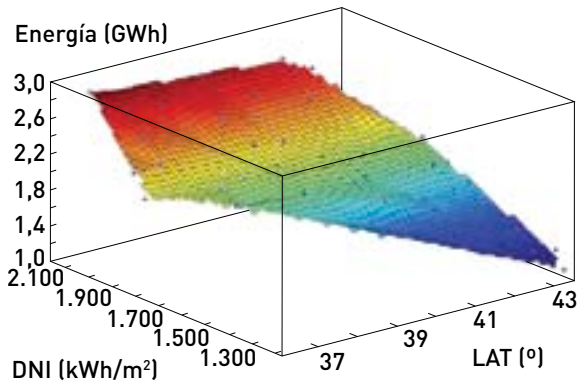
Figura 25. Matriz de potencial energético en función de la latitud y la DNI del sistema de referencia



De la misma forma que en los casos anteriores, se plantea el ajuste de los datos mediante un plano. En la Figura 26 se muestran los resultados:

⁵Dado el carácter modular de esta tecnología, se considera que el módulo de 2 MW de potencia es razonable de cara a su agregación para conformar plantas de mayor tamaño

Figura 26. Ajuste por un plano del potencial energético de la planta de referencia del sistema de disco parabólico Stirling



La precisión de este ajuste viene dada por un coeficiente de determinación lineal de 0,994, otra vez lo suficientemente bueno para considerarlo válido.

El factor de ocupación del terreno que corresponde a una distancia entre elementos de 22,55 m es de 0,1119. De esta forma, se obtiene la siguiente expresión para la producción de electricidad en función de la latitud y la radiación directa normal anual:

Ec (17)

$$e_{\text{anual}}(x,y) = a + b \cdot x + c \cdot y$$

Con x = Latitud (o), y = DNI (kWh/m²), siendo $e_{\text{anual}}(x,y)$ la electricidad generada por unidad de área de terreno anualmente, en kWh/m².

Los valores de los coeficientes a , b y c son, respectivamente:

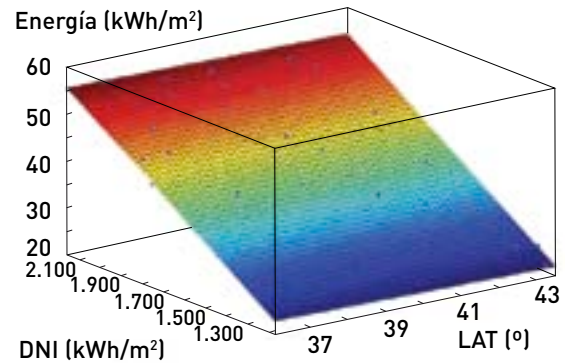
$$a = -9,925$$

$$b = -0,1348$$

$$c = 0,03213$$

La Figura 27 muestra los valores de producción por metro cuadrado de superficie de terreno requerida estimados mediante el modelo detallado y mediante el simplificado.

Figura 27. Ajuste por un plano de la producción anual de la tecnología por unidad de área de terreno



5.3.3 Condicionantes físicos y administrativos

En este apartado se describe el proceso llevado a cabo para generar el mapa de condicionantes físicos y administrativos. Para ello se recoge el análisis de las capas utilizadas y la metodología seguida para su tratamiento e integración en un solo mapa. Estos mapas han servido de filtro para cortar el mapa de potencial total, obteniendo de dicha intersección el mapa de potencial disponible.

Descripción de las restricciones consideradas para la elaboración de los mapas de condicionantes físicos y administrativos

Para la obtención del potencial disponible en el escenario tendencial, se ha tenido en cuenta la parte del territorio peninsular que en la actualidad se considera disponible para la implantación de estas tecnologías según dicho escenario y que se encuentra libre de determinados condicionantes físicos y/o administrativos. En general, se trata de ubicaciones en las que, a día de hoy, se puede implantar una central eléctrica termosolar (CET) tal como se define en el escenario tendencial, de grandes dimensiones y que necesitan espacios suficientes para su construcción.

Los condicionantes físicos considerados han sido dos: determinados usos del suelo y todos los núcleos de población.

Entre los condicionantes administrativos tenidos en cuenta, unos han sido de carácter medioambiental

(todos los espacios naturales protegidos e hidrografía) y otros derivados de una protección por normativa específica (servidumbre de autovías, autopistas y líneas ferroviarias, y línea de costa y fronteras, ubicada a una distancia de 500 metros de la costa o de la frontera con Portugal o Francia). Evidentemente, se trata de restricciones modificables, dado que se puede rectificar el trazado de una carretera, puede cambiar la normativa de protección medioambiental o puede variar el uso de un determinado territorio, pero de cara a establecer las restricciones generales para definir un territorio disponible, no se ha considerado esta posibilidad por el coste económico y administrativo que cualquier modificación de este tipo llevaría implícita.

Como se ha señalado anteriormente, es importante destacar que, a efectos del presente estudio, se han excluido aquellas zonas que cuentan con una determinada protección o que tienen un carácter singular, que a la escala a la que se plantea el presente estudio, no se pueden analizar en detalle, pero estas zonas no tienen por qué ser incompatibles con la ubicación de una central eléctrica termosolar (CET).

En total, se han considerado seis restricciones en escenario tendencial, siendo todas ellas comunes a

las cuatro tecnologías analizadas. Estas restricciones son las siguientes:

1. Espacios Naturales Protegidos: Lugares de Importancia Comunitaria (LICS), Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPAS), Parques Nacionales, Parques Naturales y otras áreas de protección medioambiental según la base de datos BCN200 del Instituto Geográfico Nacional (IGN).
2. Hidrografía: Masas de aguas naturales o artificiales de más de 1.600 m²: embalses, lagunas, lagos...
3. Autovías, autopistas y líneas ferroviarias: capa de viario principal, considerando sólo autovías, autopistas y líneas ferroviarias. No se han tenido en cuenta carreteras de la red secundaria y terciaria. En esta capa se ha tenido en cuenta también la servidumbre de carreteras y de ferrocarriles que se considera restrictiva para las CET según normativa sectorial, 50 metros para carreteras (línea límite de edificación) y 70 metros para ferrocarriles (zona de protección). En la Tabla 18 se presenta un resumen de la normativa sectorial de carreteras y ferrocarriles considerada para la determinación de la servidumbre utilizada.

Tabla 18. Resumen de normativa sectorial de carreteras y ferrocarriles para determinación de servidumbre considerada en cada caso

Ley 25/88, de 29 de julio, de carreteras	Zonas	Restricción	Autopistas, autovías y vías rápidas	Resto de las carreteras	Medidas en horizontal y perpendicularmente al eje de la carretera desde:
Artículo 21	Zona de dominio público	Sólo podrán realizarse obras o instalaciones, previa autorización del MOPU, cuando la prestación de un servicio público de interés general así lo exija	8 m	3 m	La arista exterior de la explanación, que es la intersección del talud del desmonte, del terraplén o, en su caso, de los muros de sostenimiento colindantes con el terreno natural
Artículo 22	Zona de servidumbre	No podrán realizarse obras ni se permitirán más usos que aquellos que sean compatibles con la seguridad vial, previa autorización, en cualquier caso, del MOPU	25 m	8 m	

(Continuación)

Ley 25/88, de 29 de julio, de carreteras	Zonas	Restricción	Autopistas, autovías y vías rápidas	Resto de las carreteras	Medidas en horizontal y perpendicularmente al eje de la carretera desde:
Artículo 23	Zona de afección	Para ejecutar cualquier tipo de obras e instalaciones fijas o provisionales, cambiar el uso o destino de las mismas y plantar o talar árboles se requerirá la previa autorización del MOPU	100 m	50 m	La arista exterior de la explanación, que es la intersección del talud del desmonte, del terraplén o, en su caso, de los muros de sostenimiento colindantes con el terreno natural
Artículo 25	Línea límite de edificación	Desde esta línea queda prohibido cualquier tipo de obra de construcción, reconstrucción o ampliación, a excepción de las que resultaren imprescindibles para la conservación y mantenimiento de las construcciones existentes	50 m	25 m	La arista exterior de la calzada, que es el borde exterior de la parte de la carretera destinada a la circulación de vehículos en general

Ley 39/03, de 17 de noviembre, del sector ferroviario	Zonas con normas especiales	Restricción	Líneas de la red ferroviaria de interés general	Medidas en horizontal y perpendicularmente al eje de la carretera desde:
Artículo 13	Zona de dominio público	Sólo podrán realizarse obras o instalaciones, previa autorización del administrador de infraestructuras ferroviarias, cuando sean necesarias para la prestación del servicio ferroviario o bien cuando la prestación de un servicio de interés general así lo requiera. Excepcionalmente y por causas debidamente justificadas, podrá autorizarse el cruce de la zona de dominio público, tanto aéreo como subterráneo, por obras e instalaciones de interés privado	8 m	La arista exterior de la explanación, que es la intersección del talud del desmonte, del terraplén o, en su caso, de los muros de sostenimiento colindantes con el terreno natural

(Continuación)

Ley 39/03, de 17 de noviembre, del sector ferroviario	Zonas con normas especiales	Restricción	Líneas de la red ferroviaria de interés general	Medidas en horizontal y perpendicularmente al eje de la carretera desde:
Artículo 14	Zona de protección	No podrán realizarse obras ni se permitirán más usos que aquellos que sean compatibles con la seguridad del tráfico ferroviario previa autorización, en cualquier caso, del administrador de infraestructuras ferroviarias. Éste podrá utilizar o autorizar la utilización de la zona de protección por razones de interés general o cuando lo requiera el mejor servicio de la línea ferroviaria	70 m	La arista exterior de la explanación, que es la intersección del talud del desmonte, del terraplén o, en su caso, de los muros de sostenimiento colindantes con el terreno natural
Artículo 16	Línea límite de edificación	Desde esta línea queda prohibido cualquier tipo de obra de construcción, reconstrucción o ampliación, a excepción de las que resultaren imprescindibles para la conservación y mantenimiento de las edificaciones existentes en el momento de la entrada en vigor de esta ley. Igualmente, queda prohibido el establecimiento de nuevas líneas eléctricas de alta tensión dentro de la superficie afectada por la línea límite de edificación	50 m	La arista exterior más próxima de la plataforma

4. Núcleos de población: todos los núcleos de población.

5. Línea de costa y fronteras: distancia de seguridad de 500 metros establecida desde la línea de costa o desde la frontera de la España peninsular con un país vecino, Portugal o Francia. En el caso de la línea de costa, se trata la llamada línea de dominio público marítimo-terrestre estatal, según Ley 22/88, de Costas, que depende del punto del litoral y de normativa autonómica, por lo que se ha aplicado un criterio general conservador de 500 metros. En el caso de línea fronteriza, se ha aplicado el mismo criterio conservador, a efectos del estudio, de respetar 500 metros desde la

frontera, pero como se ha señalado este terreno puede ser compatible con la implantación de una CET.

6. Usos del suelo: capa con todos los usos del suelo en España, distinguiendo hasta 44 usos diferentes. Como puede verse en la Tabla 19 se ha decidido excluir 27 de los 44 usos definidos, por considerarse no disponibles para la implantación de una CET dentro del escenario tendencial, lo que no quiere decir que sean terrenos incompatibles con la implantación de una CET, sino que se ha decidido excluir los terrenos con dichos usos, de cara a la definición del espacio disponible según los criterios de partida definidos en el presente estudio.

Tabla 19. Usos del suelo que se han excluido para la definición del espacio disponible para la implantación de una CET según el escenario tendencial

Usos del suelo		Escenario Tendencial			
		Criterio de exclusión adoptado en el presente estudio		Área	Área
Código	Definición del uso	Criterio	Valor asignado a las celdas (0=excluido; 1=no excluido)	(%)	(km ²)
111	Tejido urbano continuo	Excluido	0	0,57	2.936,53
112	Tejido urbano discontinuo	Excluido	0	0,67	3.403,31
121	Zonas industriales y comerciales	Excluido	0	0,29	1.468,04
122	Redes viarias, ferroviarias y terrenos asociados	Excluido	0	0,04	211,90
123	Zonas portuarias	Excluido	0	0,02	107,82
124	Aeropuerto	Excluido	0	0,04	190,85
131	Zonas extracción minera		1	0,15	756,25
132	Escombreras y vertederos	Excluido	0	0,01	59,14
133	Zonas en construcción	Excluido	0	0,14	712,61
141	Zonas verdes urbanas	Excluido	0	0,01	66,81
142	Instalaciones deportivas y recreativas	Excluido	0	0,06	281,55
211	Tierras de labor en secano		1	19,09	97.636,78
212	Terrenos regados permanentemente		1	4,31	22.035,58
213	Arrozales		1	0,28	1.451,28
221	Viñedos		1	1,64	8.393,77
222	Frutales y plantaciones de bayas		1	1,75	8.929,86
223	Olivares		1	3,65	18.677,16
231	Prados y praderas (prados arbolados)		1	1,27	6.514,55
241	Cultivos anuales asociados con cultivos permanentes		1	0,28	1.426,73
242	Mosaico de cultivos		1	7,60	38.863,16

(Continuación)

Usos del suelo		Escenario Tendencial			
		Criterio de exclusión adoptado en el presente estudio		Área	Área
Código	Definición del uso	Criterio	Valor asignado a las celdas (0=excluido; 1=no excluido)	(%)	(km ²)
243	Terrenos principalmente agrícolas con importantes espacios de vegetación natural		1	4,90	25.077,53
244	Sistemas agro-forestales		1	4,90	25.035,56
311	Bosques de frondosas	Excluido	0	7,39	37.779,45
312	Bosques de coníferas	Excluido	0	7,61	38.913,01
313	Bosques mixtos	Excluido	0	2,95	15.103,37
321	Pastizales naturales		1	5,22	26.715,90
322	Landas y matorrales mesófilos		1	1,85	9.451,90
323	Vegetación esclerófila		1	10,25	52.387,12
324	Matorral boscoso de transición	Excluido	0	9,16	46.835,34
331	Playas, dunas y arenales	Excluido	0	0,09	480,75
332	Roquedo	Excluido	0	0,47	2.418,49
333	Espacios con vegetación escasa		1	1,83	9.367,65
334	Zonas quemadas		1	0,11	55,44
335	Glaciares y nieves permanentes	Excluido	0	0,00	10,93
411	Humedales y zonas pantanosas	Excluido	0	0,11	543,88
412	Turberas y prados turbosos	Excluido	0	0,00	5,71
421	Marismas	Excluido	0	0,06	297,74
422	Salinas	Excluido	0	0,04	197,94
423	Zonas llanas intermareales	Excluido	0	0,01	69,00
511	Cursos de agua	Excluido	0	0,10	491,76

(Continuación)

Usos del suelo		Escenario Tendencial			
		Criterio de exclusión adoptado en el presente estudio		Área	Área
Código	Definición del uso	Criterio	Valor asignado a las celdas (0=excluido; 1=no excluido)	(%)	(km ²)
512	Láminas de agua	Excluido	0	0,49	2.508,74
521	Lagunas costeras	Excluido	0	0,04	210,24
522	Estuarios	Excluido	0	0,03	137,05
523	Mares y océanos	Excluido	0	0,51	2.625,18
		Total excluido	0	30,91	158.067,13
		Total no excluido	1	69,09	353.274,82

Obtención de las coberturas temáticas generales (restricciones): capas utilizadas y metodología seguida para su integración

Para representar gráficamente las restricciones descritas se ha trabajado en ArcGIS.. El trabajo ha consistido en la elaboración de una cobertura temática general para cada restricción. La preparación de cada cobertura general se ha iniciado con la selección de las capas vectoriales necesarias para completar la cobertura temática objetivo. Todas las capas temáticas vectoriales se han obtenido de fuentes oficiales. En la Tabla 20 se resumen las capas utilizadas para cada cobertura y la fuente consultada.

Tabla 20. Capas temáticas vectoriales utilizadas para la obtención de las coberturas temáticas generales y fuente de cada una de ellas

Coberturas temáticas generales	Capas temáticas vectoriales		
	Nombre capa	Información	Proyección
Cobertura de espacios naturales protegidos	Lic_p	LICS en Península y Baleares	ED_1950_UTM_Zona_30N
	Lic_c	LICS en Canarias	WGS_1984_UTM_Zona_28N
	Zepa_p	ZEPAS en Península y Baleares	ED_1950_UTM_Zona_30N
	Zepa_c	ZEPAS en Canarias	WGS_1984_UTM_Zona_28N
	Fuente: Red Natura 2000: http://www.mma.es/portal/secciones/biodiversidad/rednatura2000/rednatura_espana/index.htm		

[Continuación]

Coberturas temáticas generales	Capas temáticas vectoriales		
Cobertura de espacios naturales protegidos	Nombre capa	Información	Proyección
	Limites_PN	Límites de Parques Nacionales en Península, Baleares y Canarias	ED_1950_UTM_Zona_30N
	Fuente: Parques Nacionales: http://reddeparquesnacionales.mma.es/parques/org_auto/cartografia/index_cartografia.htm		
	Nombre capa	Información	Proyección
	BCN200_0201P_PUN_ACO	Zonas Protegidas (Parques Nacionales, Naturales y otros)	Geográficas_ ETRS89
	Fuente: BCN200: Información proporcionada por el Instituto Geográfico Nacional (IGN)		
Cobertura de hidrografía	Capas poligonales		
	Nombre capa	Información	Proyección
	BCN200_0303S_LAGUNA BCN200_0304S_EMBALSE BCN200_0305S_HUMEDAL	Toda masa de agua natural rodeada de tierra, mayor a 1.600 m ² . Gran depósito que se forma artificialmente en el que se almacenan las aguas de un río o arroyo, mayor a 1.600 m ² . Humedal	Geográficas_ ETRS89 Geográficas_ ETRS89 Geográficas_ ETRS89
	Fuente: BCN200: Información proporcionada por el Instituto Geográfico Nacional (IGN)		
	Nombre capa	Información	Proyección
	Embalses – Nivel 0- Canarias Embalses – Nivel 0 Lagos	Embalses en Canarias Embalses en Península y Baleares Lagos en Península y Baleares	WGS_1984_UTM_Zona_28N ED_1950_UTM_Zona_30N ED_1950_UTM_Zona_30N
	Fuente: Sistema Integrado de Información del Agua: http://servicios3.mma.es/siagua/visualizacion/descargas/capas.jsp#ACTUACION		
	Capas lineales		
Estas capas lineales se pasan a poligonales. En el proceso, no se transforman todas las entidades definidas en la capa lineal, debido a la geometría de las capas, por lo que se aplican tolerancias para que se pasen más elementos (tolerancia 5 a la capa de lagunas y tolerancia 100 a la capa de embalses)			

(Continuación)

Coberturas temáticas generales	Capas temáticas vectoriales		
Cobertura de hidrografía	Nombre capa	Información	Proyección
	BCN200_0303L_LAGUNA_aux	Toda masa de agua natural rodeada de tierra, mayor a 1.600 m ² .	Geográficas_ ETRS89
	BCN200_0304L_EMBALSE_aux	Gran depósito que se forma artificialmente en el que se almacenan las aguas de un río o arroyo, mayor a 1.600 m ² .	Geográficas_ ETRS89
Fuente: BCN200: Información proporcionada por el Instituto Geográfico Nacional (IGN)			
Cobertura de autovías, autopistas y líneas ferroviarias	Nombre capa	Fuente	Proyección
	BCN200_0601L_AUTOVIA	BCN200 BCN200 BCN200 BCN200	Geográficas_ ETRS89 Geográficas_ ETRS89 Geográficas_ ETRS89 Geográficas_ ETRS89
	BCN200_0602L_AUTOPISTA		
	BCN200_0608L_FFCC_AV		
	BCN200_0609L_FFCC_CONV		
Fuente: BCN200: Información proporcionada por el Instituto Geográfico Nacional (IGN)			
Cobertura de núcleos de población	Nombre capa	Fuente	Proyección
	BCN200_0501S_NUC_POB	IGN	Geográficas ETRS89
	Fuente: BCN200: Información proporcionada por el Instituto Geográfico Nacional (IGN)		
Cobertura de línea de costa	Nombre capa	Fuente	Proyección
	BCN200_0101S_COSTA_UTM	BCN200	ETRS89_UTM30
	Fuente: BCN200: Información proporcionada por el Instituto Geográfico Nacional (IGN)		
Cobertura de usos de suelos	Nombre capa	Información	Proyección
	100KMEXXNX	Codificación de los distintos usos de suelo (44 códigos diferentes de uso de suelo)	Geograficas_ERTS89
	Fuente: Agencia Europea de Medio Ambiente, Corine Land Cover 2006		

(Continuación)

Coberturas temáticas generales	Capas temáticas vectoriales		
Cobertura de pendientes	Nombre capa	Fuente	Proyección
	BCN200_0202L_CURV_NIV	IGN	Geográficas ETRS89
	Fuente: BCN200: Información proporcionada por el Instituto Geográfico Nacional (IGN)		

La obtención de las coberturas generales ha contado con la problemática de que se han tratado capas vectoriales que manejan un volumen de información muy elevado, dado que recogen información vectorial detallada de toda la geografía española. Para poder manejar dicho volumen de información y unificarlo en un solo formato de trabajo, de forma que se pudiera cruzar la información presente en cada capa, se ha decidido trabajar en formato raster, que consiste en pasar toda la información poligonal o lineal de partida a cuadrículas, a las que se les ha dado un tamaño de 10.000 m² (100 m x 100 m).

El criterio adoptado a la hora de elaborar las coberturas temáticas ha sido el de crear mapas raster de toda la España peninsular formados por cuadrículas con tamaño de píxel 100 m x 100 m y máscara 0/1: es decir, todas aquellas cuadrículas o píxeles con valor 0 representan aquellos terrenos en los que existe la restricción de la cobertura temática tratada, por lo que se trata de terrenos que se han excluido (lo cual no quiere decir que sean incompatibles) a efectos del estudio para la implantación de una CET en el escenario de referencia. Por el contrario, todas aquellas cuadrículas o píxeles con valor 1 representan aquellos terrenos en los que no existe la restricción de la cobertura temática tratada, por lo que se trata de terrenos disponibles, a efectos del estudio, para la implantación de una CET en el escenario de referencia.

Se ha obtenido un mapa raster de la España peninsular para cada cobertura temática, con 49.368.263 píxeles de 100 m x 100 m, lo que supone una superficie total de 493.682,63 km².

Tratamiento realizado a las capas vectoriales usadas para cada cobertura temática general

A continuación, se resume el tratamiento realizado a las capas utilizadas para la obtención de cada

cobertura temática. Hay que destacar la dificultad que se ha tenido en la obtención de las coberturas, motivada fundamentalmente por el volumen de información tratado. En muchos casos se iniciaba el proceso con una metodología que al final había que descartar porque no se obtenían resultados correctos. Un error muy común se ha producido en el paso de información vectorial a raster, que no se realizaba de forma correcta, dejando zonas excluidas (según el criterio seguido en el presente estudio, lo que no significa que sean terrenos incompatibles) con píxel con valor 1, por lo que se ha hecho necesario utilizar otra metodología.

- Metodología 1: en primer lugar, se seleccionan las capas vectoriales de partida y se identifican las fuentes. En segundo lugar, se unifica el huso de proyección de todas las capas. En este caso se ha elegido como proyección unificada la ETRS_1989_UTM_Zona_30N. Estando todas las capas proyectadas se unen en una sola capa vectorial, tratando las tablas asociadas a las imágenes para unificar e integrar la información. Esta única capa vectorial es ya la cobertura temática tratada, que se rasteriza, con celdas de 100 m x 100 m, y se le asigna valor 0 a las celdas con dato de la restricción y valor 1 al resto de celdas sin dato. Esta capa debe ser recortada por una capa que defina la línea perimetral que delimita la España peninsular, dado que no cuenta con límites perimetrales establecidos (considera valor 0 a las celdas con dato de la restricción y las celdas sin terreno, es decir, el mar). Se rasteriza la capa con la que se va a realizar el recorte, línea límite de la España peninsular, y se le asigna valor 1 a todas las celdas. Finalmente, se multiplican las dos capas raster anteriores, obteniendo una capa raster donde los valores 0 corresponden a las celdas con dato de la restricción y los valores 1 al resto de celdas de la España peninsular.
- Metodología 2: en primer lugar, se seleccionan las capas vectoriales de partida y se identifican las

fuentes. En segundo lugar, se unifica el huso de proyección de todas las capas. En este caso se ha elegido como proyección unificada la ETRS_1989_UTM_Zona_30N. Estando todas las capas proyectadas se unen en una sola capa vectorial, tratando la tabla asociada para asignarle el valor 0. El siguiente paso es el que diferencia esta metodología de la anterior, y consiste en cortar la capa obtenida con la capa con la que se va a realizar el recorte, línea límite de la España peninsular, a la que previamente se le asigna valor 1, es decir, se recorta antes de rasterizar. Esta metodología ha dado muchos problemas, pero en algunos casos ha sido preferente. Obtenida la capa vectorial cortada se rasteriza, con celdas de 100 m x 100 m, quedando con valor 0 las celdas con dato de la restricción y con valor 1 el resto de celdas del ámbito de la España peninsular.

Obtención de los mapas de condicionantes físicos y administrativos

Uniando las seis coberturas temáticas generales (espacios naturales protegidos, hidrografía, vías, núcleos de población, línea de costa y fronteras y usos del suelo), comunes a las cuatro tecnologías, en una sola cobertura, se ha obtenido la cobertura de restricción total de la España peninsular, a la que se ha denominado FILTRO TOTAL. Esta capa cuenta con una superficie excluida de 253.710,54 km², lo que supone un 51,39% del territorio peninsular excluido.

Por lo tanto, para el escenario tendencial definido, el filtro total de la España peninsular cuenta con 239.972,09 km² disponibles para la instalación de

una CET, lo que supone un 48,61% del territorio peninsular disponible.

En la Figura 28 se refleja el resultado gráfico.

Figura 28. Filtro total de la España peninsular para escenario tendencial



Esta cobertura de restricción total de la España peninsular, denominada filtro total, dentro del escenario tendencial, se ha cortado con la cobertura de todas las provincias de la España peninsular, para obtener las superficies totales y excluidas según provincias y comunidades autónomas. La información que se obtiene al hacer el corte de la cobertura raster es, en realidad, el número de celdas o píxeles totales (con valor 0 o 1) y excluidos (con valor 0). Como cada píxel cuenta con una superficie de 10.000 m², se obtiene la superficie total y excluida:

Tabla 21. Superficies totales y excluidas en la cobertura de restricción total de la España peninsular (denominado filtro total), por provincias y comunidades autónomas

CCAA	Provincia	Código INE	Nº Celdas total	Área total (km ²)	Nº Celdas con valor 0	Área excluida (km ²)	% con respecto al total
Andalucía	Almería	4	876.899	8.768,99	402.434	4.024,34	45,89
	Cádiz	11	744.084	7.440,84	380.262	3.802,62	51,10
	Córdoba	14	1.376.928	13.769,28	540.719	5.407,19	39,27
	Granada	18	1.263.764	12.637,64	531.400	5.314,00	42,05
	Huelva	21	1.014.565	10.145,65	737.029	7.370,29	72,64
	Jaén	23	1.348.644	13.486,44	655.979	6.559,79	48,64
	Málaga	29	730.698	7.306,98	322.201	3.222,01	44,09

(Continuación)

CCAA	Provincia	Código INE	Nº Celdas total	Área total (km²)	Nº Celdas con valor 0	Área excluida (km²)	% con respecto al total
Andalucía	Sevilla	41	1.404.451	14.044,51	511.413	5.114,13	36,41
	Andalucía	81	8.760.033	87.600,33	4.081.437	40.814,37	46,59
Aragón	Huesca	22	1.564.660	15.646,60	908.461	9.084,61	58,06
	Teruel	44	1.481.057	14.810,57	796.423	7.964,23	53,77
	Zaragoza	50	1.727.293	17.272,93	731.725	7.317,25	42,36
	Aragón	62	4.773.010	47.730,10	2.436.609	24.366,09	51,05
Asturias	Asturias	33	1.060.725	10.607,25	716.017	7.160,17	67,50
	Asturias	63	1.060.725	10.607,25	716.017	7.160,17	67,50
Cantabria	Cantabria	39	531.728	5.317,28	418.381	4.183,81	78,68
	Cantabria	66	531.728	5.317,28	418.381	4.183,81	78,68
Castilla-La Mancha	Albacete	2	1.491.758	14.917,58	587.478	5.874,78	39,38
	Ciudad Real	13	1.980.126	19.801,26	640.646	6.406,46	32,35
	Cuenca	16	1.712.861	17.128,61	795.107	7.951,07	46,42
	Guadalajara	19	1.220.350	12.203,50	688.696	6.886,96	56,43
	Toledo	45	1.536.221	15.362,21	625.530	6.255,30	40,72
	Castilla-La Mancha	68	7.941.316	79.413,16	3.337.457	33.374,57	42,03
Castilla y León	Ávila	5	804.938	8.049,38	451.611	4.516,11	56,11
	Burgos	9	1.428.220	14.282,20	646.861	6.468,61	45,29
	León	24	1.559.041	15.590,41	1.012.069	10.120,69	64,92
	Palencia	34	804.881	8.048,81	350.663	3.506,63	43,57
	Salamanca	37	1.236.081	12.360,81	528.422	5.284,22	42,75
	Segovia	40	691.890	6.918,90	352.910	3.529,10	51,01
	Soria	42	1.029.868	10.298,68	534.086	5.340,86	51,86
	Valladolid	47	810.867	8.108,67	314.034	3.140,34	38,73

(Continuación)

CCAA	Provincia	Código INE	Nº Celdas total	Área total (km ²)	Nº Celdas con valor 0	Área excluida (km ²)	% con respecto al total
Castilla y León	Zamora	49	1.056.917	10.569,17	557.303	5.573,03	52,73
	Castilla y León	67	9.422.703	94.227,03	4.747.959	47.479,59	50,39
Cataluña	Barcelona	8	775.450	7.754,50	574.504	5.745,04	74,09
	Girona	17	593.614	5.936,14	457.417	4.574,17	77,06
	Lleida	25	1.219.314	12.193,14	743.141	7.431,41	60,95
	Tarragona	43	631.083	6.310,83	364.276	3.642,76	57,72
	Cataluña	69	3.219.461	32.194,61	2.139.338	21.393,38	66,45
Extremadura	Badajoz	6	2.178.997	21.789,97	858.317	8.583,17	39,39
	Cáceres	10	1.988.913	19.889,13	1.031.503	10.315,03	51,86
	Extremadura	70	4.167.910	41.679,10	1.889.820	18.898,20	45,34
Galicia	A Coruña	15	798.217	7.982,17	520.030	5.200,30	65,15
	Lugo	27	987.940	9.879,40	565.754	5.657,54	57,27
	Ourense	32	729.375	7.293,75	454.352	4.543,52	62,29
	Pontevedra	36	451.178	4.511,78	292.644	2.926,44	64,86
	Galicia	71	2.966.710	29.667,10	1.832.780	18.327,80	61,78
La Rioja	La Rioja	26	504.152	5.041,52	280.585	2.805,85	55,65
	La Rioja	76	504.152	5.041,52	280.585	2.805,85	55,65
Madrid	Madrid	28	802.191	8.021,91	519.746	5.197,46	64,79
	Madrid	72	802.191	8.021,91	519.746	5.197,46	64,79
Murcia	Murcia	30	1.130.902	11.309,02	478.129	4.781,29	42,28
	Murcia	73	1.130.902	11.309,02	478.129	4.781,29	42,28
Navarra	Navarra	31	1.038.500	10.385,00	576.930	5.769,30	55,55
	Navarra	74	1.038.500	10.385,00	576.930	5.769,30	55,55
País Vasco	Álava	1	303.503	3.035,03	194.085	1.940,85	63,95

(Continuación)

CCAA	Provincia	Código INE	Nº Celdas total	Área total (km ²)	Nº Celdas con valor 0	Área excluida (km ²)	% con respecto al total
País Vasco	Guipúzcoa	20	197.855	1.978,55	172.904	1.729,04	87,39
	Vizcaya	48	221.480	2.214,80	189.218	1.892,18	85,43
	País Vasco	75	722.838	7.228,38	556.207	5.562,07	76,95
Valencia	Alicante	3	581.789	5.817,89	287.335	2.873,35	49,39
	Castellón	12	663.571	6.635,71	411.324	4.113,24	61,99
	Valencia	46	1.080.724	10.807,24	661.000	6.610,00	61,16
	Valencia	77	2.326.084	23.260,84	1.359.659	13.596,59	58,45
Totales			49.368.263	493.682,63	25.371.054	253.710,54	51,39

Para comparar las superficies excluidas en la cobertura de filtro total con las excluidas en cada una de las seis coberturas temáticas generales que la componen (espacios naturales protegidos, hidrografía, vías, núcleos de población, línea de costa y fronteras y usos del suelo), dentro del escenario tendencial, se ha cortado cada una con la cobertura de todas las comunidades autónomas de la España peninsular, para obtener las superficies totales y excluidas según comunidades autónomas. Al igual que antes, la información que se obtiene al hacer el corte de cada cobertura raster es, en realidad, el número de celdas o píxeles totales (con valor 0 o 1) y excluidos (con valor 0). Como cada píxel cuenta con una superficie de 10.000 m², se obtiene la superficie total y excluida:

Tabla 22. Superficies excluidas en cada una de las restricciones consideradas, así como en la cobertura de restricción total (filtro total)

CCAA	Código INE	Superficie total (km ²)	Superficie no disponible (km ²)						
			Filtro total	Usos	Núcleos	Hidrografía	EENNPP	Costa/Frontera	Vías
Andalucía	61	87.599,30	40.817,45	28.370,94	2.014,00	1.222,00	27.020,80	562,70	1.283,00
Aragón	62	47.730,98	24.367,08	17.302,78	652,78	386,78	14.044,28	96,88	504,08
Asturias	63	10.609,94	7.162,12	5.777,73	71,64	33,04	3.005,03	161,64	235,34
Cantabria	66	5.329,72	4.194,73	2.992,72	259,66	61,06	2.497,55	111,37	124,38
Castilla-La Mancha	68	79.410,57	33.372,97	23.598,87	1.078,47	740,87	19.146,87	0,00	825,97
Castilla y León	67	94.220,71	47.473,71	31.327,10	2.082,91	612,31	25.896,71	201,61	1.300,01
Cataluña	69	32.202,01	21.399,98	17.320,77	1.775,81	250,21	10.332,91	492,91	624,91
Extremadura	70	41.679,19	18.897,89	9.032,69	496,39	1.075,19	13.478,89	234,09	380,59

(Continuación)

CCAA	Código INE	Superficie total (km ²)	Superficie no disponible (km ²)						
			Filtro total	Usos	Núcleos	Hidrografía	EENNPP	Costa/Frontera	Vías
Galicia	71	29.680,11	18.342,01	15.621,11	533,11	262,31	3.887,01	787,81	494,41
La Rioja	76	5.041,67	2.806,14	2.238,11	112,26	12,78	1.708,07	0,00	77,07
Madrid	72	8.025,74	5.198,22	3.317,83	981,30	92,18	3.331,29	0,00	426,36
Murcia	73	11.312,73	4.786,05	2.890,01	396,73	52,43	2.934,36	105,83	209,83
Navarra	74	10.386,08	5.768,23	4.496,07	192,28	39,28	2.700,49	92,28	136,88
País Vasco	75	7.231,41	5.565,61	4.900,55	444,66	45,86	1.776,33	100,56	244,22
Valencia	77	23.267,34	13.603,14	8.769,14	977,74	272,24	8.991,84	247,84	548,64
Total Península		493.727,50	253.755,33	177.956,42	12.069,74	5.158,54	140.752,43	3.195,52	7.415,69
			51,40%	36,04%	2,44%	1,04%	28,51%	0,65%	1,50%

Hay que tener en cuenta que los datos de superficie varían ligeramente de unas tablas a otras, según las capas que se hayan utilizado al realizar el corte. Cuando se corta una cobertura raster (celdas con valores 0 y 1) con una cobertura vectorial, como la de la Península por comunidades autónomas, cuando una celda pertenece a dos comunidades, el programa la asigna a aquella comunidad que tiene más parte de la celda ocupada, de forma que se reparten todas las celdas limítrofes con este criterio. En el caso de cortar por provincias ocurre lo mismo. Por esta razón, las superficies presentadas en este apartado, nunca coinciden al 100%.

Si analizamos las seis restricciones consideradas, vemos que hay dos de ellas con bastante peso en el filtro total, la de USOS DEL SUELO que excluye un 36,04% del territorio peninsular y la de ESPACIOS NATURALES PROTEGIDOS que excluye un 28,51% de la España peninsular.

Las cuatro coberturas restantes, núcleos, hidrografía, vías y línea de costa y fronteras, tienen bastante menos peso en el filtro total, excluyendo entre un 2,44% la mayor y un 0,65% la menor, por lo que son poco representativas en el presente análisis.

La suma total de las superficies excluidas de cada una de las seis coberturas, un 70,18% del territorio peninsular, no coincide con la superficie no

disponible del filtro total, que abarca un 51,40% de la superficie de la España peninsular. Esto se debe a que en muchos casos se solapan restricciones. Así, por ejemplo, en un mismo píxel podemos tener un lago y un espacio natural protegido. Por esta razón, en el siguiente apartado, se realiza un análisis de impacto de cada una de las seis coberturas temáticas generales, para determinar el peso de cada una de ellas sobre el total de la superficie.

A continuación se describen de forma más detallada las dos restricciones con más peso en el filtro total, la de USOS DEL SUELO que excluye un 36,04% del territorio peninsular y la de ESPACIOS NATURALES PROTEGIDOS que excluye un 28,51% de la España peninsular:

Cobertura de usos del suelo

Para elaborar esta cobertura raster se ha partido de una capa vectorial de la Agencia Europea de Medio Ambiente, Corine Land Cover, definida en la Tabla 20. Se trata de una capa vectorial que divide toda la superficie nacional en 44 códigos, uno para cada uso del suelo. En la Tabla 19 se recogen los 44 usos con sus correspondientes códigos, indicando la superficie que representa cada uso del territorio español, en km² y en porcentaje. En dicha tabla se marcan en gris los 27 usos que se han decidido excluir, por

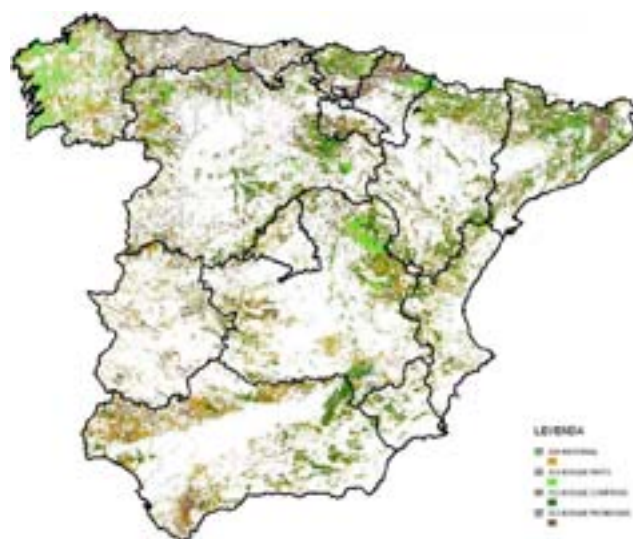
considerarse no disponibles para la implantación de una CET dentro del escenario tendencial definido en el presente estudio (lo que no quiere decir que sean terrenos incompatibles con la implantación de una CET).

De los 27 usos excluidos en la capa vectorial, que suponen un 30,91% de la superficie de España, 23 de ellos representan menos del 1% del territorio nacional, y todos ellos juntos el 3,8% de la superficie de España. Sin embargo, hay 4 usos que representan el 27,11% del territorio nacional, que se trata de los bosques y matorral boscoso:

Tabla 23. Usos más representativos de todos los excluidos en la cobertura de usos del suelo, en el escenario tendencial

Usos del suelo		Escenario tendencial		
		Criterio de exclusión adoptado en el presente estudio	Área (%)	Área (km²)
Código	Definición del uso	Criterio	(%)	(km²)
311	Bosques de frondosas	Excluido	7,39	37.779,45
312	Bosques de coníferas	Excluido	7,61	38.913,01
313	Bosques mixtos	Excluido	2,95	15.103,37
324	Matorral boscoso de transición	Excluido	9,16	46.835,34
Total excluido por los 4 usos de bosques y matorral boscoso			27,11	138.631,17
Total excluido en España por los 27 usos			30,91	158.067,13
Superficie total de España			100,00	511.341,95

Es evidente que una parte de esta superficie de bosque es además espacio natural protegido, de forma que habrá territorios que sean excluidos doblemente, por encontrarse en la capa de bosque y en la capa de espacios naturales protegidos. Pero habrá también superficies de bosques o matorral boscoso que no estén protegidos. En estas superficies la protección se rige por normativa de montes, cuya competencia está transferida a las comunidades autónomas. Desde el punto de vista del presente estudio, en el que se ha intentado recoger los terrenos no disponibles a la escala de toda la España peninsular, se ha decidido excluir estos usos, que ocupan una parte importante del territorio nacional, razón por la que la cobertura de usos es tan restrictiva. A continuación se presenta una imagen de estos 4 usos en formato vectorial:



Aparte de los criterios establecidos para la elección de los usos a excluir, que da como resultado la exclusión del 30,91% de la superficie de España en la capa vectorial, como puede verse en la Tabla 19 hay otro criterio que ha aumentado este porcentaje, pasando de 30,91% de exclusión en la capa vectorial de usos hasta el 36,04% de exclusión en la cobertura raster de usos finalmente obtenida: al pasar la capa vectorial a píxeles de 100 m x 100 m, se ha dado prioridad al 0 respecto al 1. Es decir, en aquellas cuadrículas en las que había 0 y 1, el programa ha elegido el 0 para toda la cuadrícula. Por esta razón, al pasar de vectorial a raster la superficie excluida se ha visto incrementada (en más de un 5%).

Cobertura de espacios naturales protegidos

La cobertura raster de espacios naturales protegidos se ha elaborado a partir de cuatro capas temáticas vectoriales. Estas capas se han unido en una sola capa vectorial que posteriormente se ha transformado en cobertura raster, con celdas de tamaño 100 m x 100 m y máscara 0/1, es decir, valor 0

en aquellas celdas en las que hay un espacio natural protegido y valor 1 en aquellas en las que no hay, tal como se ha explicado en el apartado de metodología.

Las cuatro capas vectoriales de partida han sido las siguientes:

1-LIC (Lugares propuestos de Importancia Comunitaria). Fuente: Red Natura 2000



http://www.mma.es/porta1/secciones/biodiversidad/rednatura2000/rednatura_espana/lic/lic.htm

Acceso a las ficha resumen

Comunidad Autónoma	Número LIC	Superficie terrestre LIC (ha)	Superficie marina LIC (ha)	Superficie total LIC (ha)	% Territorio C.A.	Superficie total CCAA (ha)
Andalucía	195	2.513.796,33	108.856,08	2.622.652,41	28,69	8.760.568
Aragón	156	1.039.302,61	0,00	1.039.302,61	21,77	4.773.039
Cantabria	21	136.708,80	847,38	137.556,18	25,71	531.817
Castilla y León	120	1.890.596,81	0,00	1.890.596,81	20,06	9.422.408
Castilla-La Mancha	72	1.565.219,51	0,00	1.565.219,51	19,71	7.941.383
Cataluña	115	952.315,51	85.595,60	1.037.911,11	29,57	3.220.252
Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla	5	749,37	1.331,48	2.080,85	21,87	3.427
Comunidad de Madrid	7	320.043,00	0,00	320.043,00	39,89	802.237
Comunidad Foral de Navarra	42	252.897,96	0,00	252.897,96	24,35	1.038.575

(Continuación)

Comunidad Autónoma	Número LIC	Superficie terrestre LIC (ha)	Superficie marina LIC (ha)	Superficie total LIC (ha)	% Territorio C.A.	Superficie total CCAA (ha)
Comunidad Valenciana	94	623.154,58	62.387,06	685.541,64	26,79	2.326.252
Extremadura	87	828.169,23	0,00	828.169,23	19,87	4.167.995
Galicia	59	343.997,53	27.870,84	371.868,37	11,59	2.967.065
Islas Baleares	127	93.778,80	108.134,03	201.912,83	18,68	501.988
Islas Canarias	177	282.639,87	179.101,03	461.741,35	36,54	773.461
La Rioja	6	167.611,00	0,00	167.611,00	33,25	504.155
País Vasco	52	134.668,85	143,15	134.812,00	18,63	722.935
Principado de Asturias	49	279.067,05	24.978,95	304.046,00	26,30	1.061.118
Región de Murcia	50	166.009,31	181.623,31	347.632,62	14,68	1.131.012
Total	1.434	11.590.726,11	780.869,37	12.371.595,48	22,88	50.649.687

2-ZEPA (Zonas de Especial Protección para las Aves). Fuente: Red Natura 2000



http://www.mma.es/portal/secciones/biodiversidad/rednatura2000/rednatura_espana/zec/zec.htm

Acceso a las ficha resumen

Comunidad Autónoma	Número ZEPA	Superficie terrestre ZEPA (ha)	Superficie marina ZEPA (ha)	Superficie total ZEPA (ha)	% Territorio C.A.	Superficie total CCAA (ha)
Andalucía	62	1.542.354,75	30.013,82	1.572.368,57	17,61	8.760.568
Aragón	45	840.182,00	0,00	840.182,00	17,60	4.773.039
Cantabria	8	78.810,00	0,00	78.810,00	14,82	531.817

Continuación

Comunidad Autónoma	Número ZEPAs	Superficie terrestre ZEPAs (ha)	Superficie marina ZEPAs (ha)	Superficie total ZEPAs (ha)	% Territorio C.A.	Superficie total CCAA (ha)
Castilla y León	70	1.998.353,16	0,00	1.998.353,16	21,21	9.422.408
Castilla-La Mancha	38	1.573.729,33	0,00	1.573.729,33	19,82	7.941.383
Cataluña	73	817.872,54	76.684,04	894.556,58	25,40	3.220.252
Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla	3	684,42	0,00	684,42	19,97	3.427
Comunidad de Madrid	7	185.331,00	0,00	185.331,00	23,10	802.237
Comunidad Foral de Navarra	17	77.267,00	0,00	77.267,00	7,44	1.038.575
Comunidad Valenciana	18	264.952,89	12.286,11	277.239,00	11,39	2.326.252
Extremadura	69	1.089.936,18	0,00	1.089.936,18	26,15	4.167.995
Galicia	14	58.446,43	14.434,32	72.880,75	1,97	2.967.065
Islas Baleares	50	71.300,06	50.854,04	122.154,10	14,20	501.988
Islas Canarias	43	272.212,10	5.942,39	278.154,49	35,19	773.461
La Rioja	5	165.950,00	0,00	165.950,00	32,92	504.155
País Vasco	6	38.117,05	1.169,95	39.287,00	5,27	722.935
Principado de Asturias	13	221.137,72	18.099,56	239.237,28	20,84	1.061.118
Región de Murcia	22	191.355,06	13.674,19	205.029,25	16,92	1.131.012
Total	562	9.487.991,69	223.158,42	9.711.150,11	18,73	50.649.687

3-PN (Parques Nacionales). Fuente: Parques Nacionales

http://reddeparquesnacionales.mma.es/parques/org_auto/cartografia/index_cartografia.htm



4-Zonas protegidas según base de datos de IGN. Fuente: BCN200: Información proporcionada por el Instituto Geográfico Nacional (IGN)



En la Tabla 24 se resumen las superficies ocupadas por las restricciones de las 4 capas vectoriales consideradas, distinguiendo si se trata de superficie nacional o peninsular e indicando el porcentaje que representan con respecto a la superficie total:

Tabla 24. Superficies ocupadas por las cuatro capas vectoriales que conforman la cobertura raster de espacios naturales protegidos, tanto en España como en la España peninsular

	LIC			ZEPA		Parques Nacionales		Zonas protegidas (BCN_200)	
	Superficie (km ²)	Superficie (km ²)	(%)	Superficie (km ²)	(%)	Superficie (km ²)	(%)	Superficie (km ²)	(%)
España	506.496,87	115.907,26	22,88	94.879,92	18,73	3.455,62	0,68	34.062,68	6,73
Península	493.708,11	112.135,58	22,71	91.437,95	18,52		0,00		0,00

Como puede apreciarse, en muchos casos se superponen, es decir, una misma superficie puede ser LIC, ZEPA y PARQUE NACIONAL, razón por la que la restricción total no es la suma de cada una de ellas, sino el resultado que sale de su superposición.

Una vez unidas las cuatro capas vectoriales y transformada la capa unión en cobertura raster, esta presenta las siguientes superficies:

Tabla 25. Superficies ocupadas por la cobertura raster de espacios naturales protegidos, tanto en España como en la España peninsular

	Raster EENNPP		
	Superficie (km ²)	Superficie (km ²)	(%)
España	507.143,47	146.107,04	28,81
Península	493.727,50	140.752,43	28,51

Si comparamos el resultado de esta tabla con el de la anterior, que compara las 4 capas vectoriales de partida, se concluye que los LIC son los que tienen mayor peso (22,88% de España), seguidos de las ZEPA (18,73% de España). La capa de PARQUES NACIONALES es muy poco representativa (0,68% de España) y la de ZONAS PROTEGIDAS DEL IGN representa el 6,73% de España. La unión de todas ellas supone el 28,81% de la superficie nacional, ratio bastante cercano al de los LIC, lo que evidencia que se superponen bastante. Se concluye que la RED NATURA 2000 (LIC Y ZEPAS) es el factor de mayor peso en la cobertura raster de EENNPP.

Análisis de impacto de las restricciones consideradas

Para identificar el impacto de cada una de las seis restricciones sobre la restricción total, se ha comparado la capa filtro total con la unión de cinco capas, todas menos la capa para la que se analiza el impacto, de manera que se obtiene una capa de impacto,

con el peso real de esa restricción en relación al filtro total. Es decir, la superficie de la cobertura de impacto obtenida representa la superficie peninsular en la que sólo existe esa restricción.

Para comparar las superficies en la que sólo tenemos una de las seis la restricciones analizadas (espacios naturales protegidos, hidrografía, vías, núcleos de población, línea de costa y fronteras y usos del suelo), dentro del escenario tendencial, con las superficies

totales de dichas restricciones, se ha cortado cada cobertura de impacto con la cobertura de todas las comunidades autónomas de la España peninsular, para obtener las superficies totales y de impacto según comunidades autónomas. Al igual que antes, la información que se obtiene al hacer el corte de cada cobertura raster es, en realidad, el número de celdas o píxeles totales (con valor 0 o 1) y de impacto (con valor 1). Como cada píxel cuenta con una superficie de 10.000 m², se obtiene la superficie total y de impacto:

Tabla 26. Superficies de impacto (en las que sólo está presente esa restricción) de cada una de las restricciones consideradas, en el escenario tendencial, por comunidades autónomas

CCAA	Código INE	Superficie total (km ²)	Filtro total	Superficie en la que sólo existe esta restricción (km ²)					
				Impacto usos	Impacto núcleos	Impacto hidrografía	Impacto EENPP	Impacto costa y fronteras	Impacto vías
Andalucía	61	87.599,21	46.781,80	10.266,60	555,30	158,60	10.470,20	80,39	820,03
Aragón	62	47.730,98	23.363,90	9.085,01	293,01	44,77	6.238,52	9,09	346,31
Asturias	63	10.609,94	3.447,82	3.786,71	6,29	2,52	1.197,89	48,10	83,09
Cantabria	66	5.329,72	1.134,99	1.372,54	73,04	0,77	1.006,13	28,03	34,64
Castilla-La Mancha	68	79.410,57	46.037,60	12.012,30	433,33	105,03	8.521,50	0,00	573,26
Castilla y León	67	94.220,70	46.747,00	18.403,80	1.096,13	59,66	13.767,00	24,80	726,14
Cataluña	69	32.201,93	10.802,00	8.762,22	383,59	21,96	3.147,62	39,90	281,53
Extremadura	70	41.679,19	22.781,30	4.384,17	147,41	64,10	9.055,27	77,75	262,41
Galicia	71	29.680,11	11.338,10	12.948,40	224,74	19,20	1.969,32	138,44	180,98
La Rioja	76	5.041,67	2.235,53	925,78	44,75	1,03	457,88	0,00	54,62
Madrid	72	8.025,74	2.827,52	790,41	56,76	1,34	1.605,71	0,00	128,46
Murcia	73	11.312,73	6.526,68	1.267,22	122,99	11,30	1.533,66	13,12	147,35
Navarra	74	10.386,08	4.617,85	2.707,29	78,48	3,50	1.041,38	15,16	99,04
País Vasco	75	7.231,41	1.665,80	3.159,27	145,10	0,96	372,02	18,94	76,20
Valencia	77	23.267,34	9.664,20	3.128,70	139,61	39,86	4.171,77	28,72	339,74
Total Península		493.727,32	239.972,09	93.000,42	3.800,53	534,60	64.555,87	522,44	4.153,80

Se evidencia que las dos capas que tenían más superficie excluida, siguen siendo las de mayor impacto, aunque con un porcentaje de impacto menor al porcentaje total de la capa. Así, la capa de USOS tiene un impacto del 18,84%, frente a un 36,04 % de total de exclusión y la de ESPACIOS NATURALES PROTEGIDOS tiene un impacto del 13,08%, frente a un 28,51 % de total de exclusión. Las cuatro coberturas restantes: núcleos, hidrografía, vías y línea de costa y fronteras, tienen un impacto de entre el 0,11% y el 0,84%, por lo que no son representativas para el presente análisis.

5.3.4 Estimación del coste de la energía y potencial accesible

Una vez establecida la metodología utilizada para determinar el potencial de producción de energía eléctrica bruta en el territorio español, restringido en cada caso por los condicionantes geográficos oportunos, en este apartado se expone la forma de proceder a la hora de calcular el coste normalizado de la energía en cada lugar, que permite estimar el potencial accesible. Utilizando modelos simplificados para el cálculo de dicho coste en toda la geografía, es posible determinar qué superficie del territorio analizado cuenta con un LEC estimado inferior a un valor dado, lo que permite calcular el potencial accesible teniendo en cuenta dicho coste. Tal y como se ha comentado anteriormente, se han realizado modelos que permiten el cálculo simplificado de la producción eléctrica bruta para las diferentes tecnologías y configuraciones estudiadas. Para el cálculo de la energía neta producida se han asumido unos autoconsumos medios anuales del 11% en todas las tecnologías salvo en los discos parabólicos, en los que se consideran unos consumos auxiliares del 3,6%.

A continuación se explican las metodologías utilizadas para el cálculo tanto del LEC en todo el territorio como del potencial accesible, ya que se encuentran intrínsecamente relacionadas. Aunque se presentarán las metodologías concretas que se utilizan en cada una de las tecnologías de referencia, en primer lugar se presenta una visión global del método seguido, para más adelante particularizar dicho método para cada tecnología,

De forma semejante a los casos anteriores, para obtener el LEC y el potencial accesible en todo el territorio nacional resulta imprescindible utilizar modelos simplificados para el cálculo tanto de la producción como del coste, ya que es inviable realizar simulaciones para todo el territorio y calcular el LEC en cada uno de

los puntos a partir del modelo económico detallado. Al igual que en casos anteriores, la metodología que se utiliza para generar los modelos simplificados consiste en crear expresiones ajustadas a estimaciones detalladas en un número limitado pero representativo de casos, que asegure un barrido adecuado de la casuística existente en España.

En el cálculo del coste normalizado toman parte los costes de inversión y la producción eléctrica anual de las centrales, los costes de operación y mantenimiento, etc., además de otros aspectos financieros. De esta forma, es necesario proporcionar al modelo de cálculo del LEC tanto la descripción de la central de referencia, para calcular su coste de inversión, como su producción estimada anual. El potencial accesible se calcula mediante la integración de la producción en el territorio aplicando las limitaciones procedentes de los mapas de LEC.

Por tanto, el primero de los aspectos que resulta necesario abordar es el cálculo de la producción estimada para las centrales en el territorio español. La metodología utilizada es análoga en todos los aspectos a la metodología empleada para el cálculo de la producción en la estimación del potencial total y disponible, ya que el objetivo es el mismo, no obstante tiene una diferencia sustancial que lleva a diferencias importantes en los resultados. Como se expuso anteriormente, las estimaciones de producción utilizadas para el cálculo de los potenciales total y disponible se basan en la producción de centrales termosolares optimizadas según un criterio técnico, concretamente maximizando la energía bruta producida por metro cuadrado de terreno al año según cada una de las tecnologías. Sin embargo, aunque este criterio es el más adecuado para el cálculo del potencial de producción, el cálculo del LEC y del potencial accesible, definido como el potencial en unas condiciones económicas determinadas, se debe realizar considerando centrales optimizadas según criterios económicos, en las cuales la producción es inferior a la de las centrales optimizadas técnicamente. Por este motivo, a la hora de crear los modelos simplificados de producción para el cálculo del LEC y del potencial accesible, se ha seguido exactamente la misma metodología explicada anteriormente, pero esta vez optimizando las centrales con el objetivo de minimizar el LEC.

Se han realizado las simulaciones pertinentes para los años meteorológicos y los emplazamientos descritos anteriormente y que son representativos de toda la geografía española. En cada uno de estos puntos se ha optimizado el diseño de las centrales de referencia para obtener el mínimo LEC posible. La producción

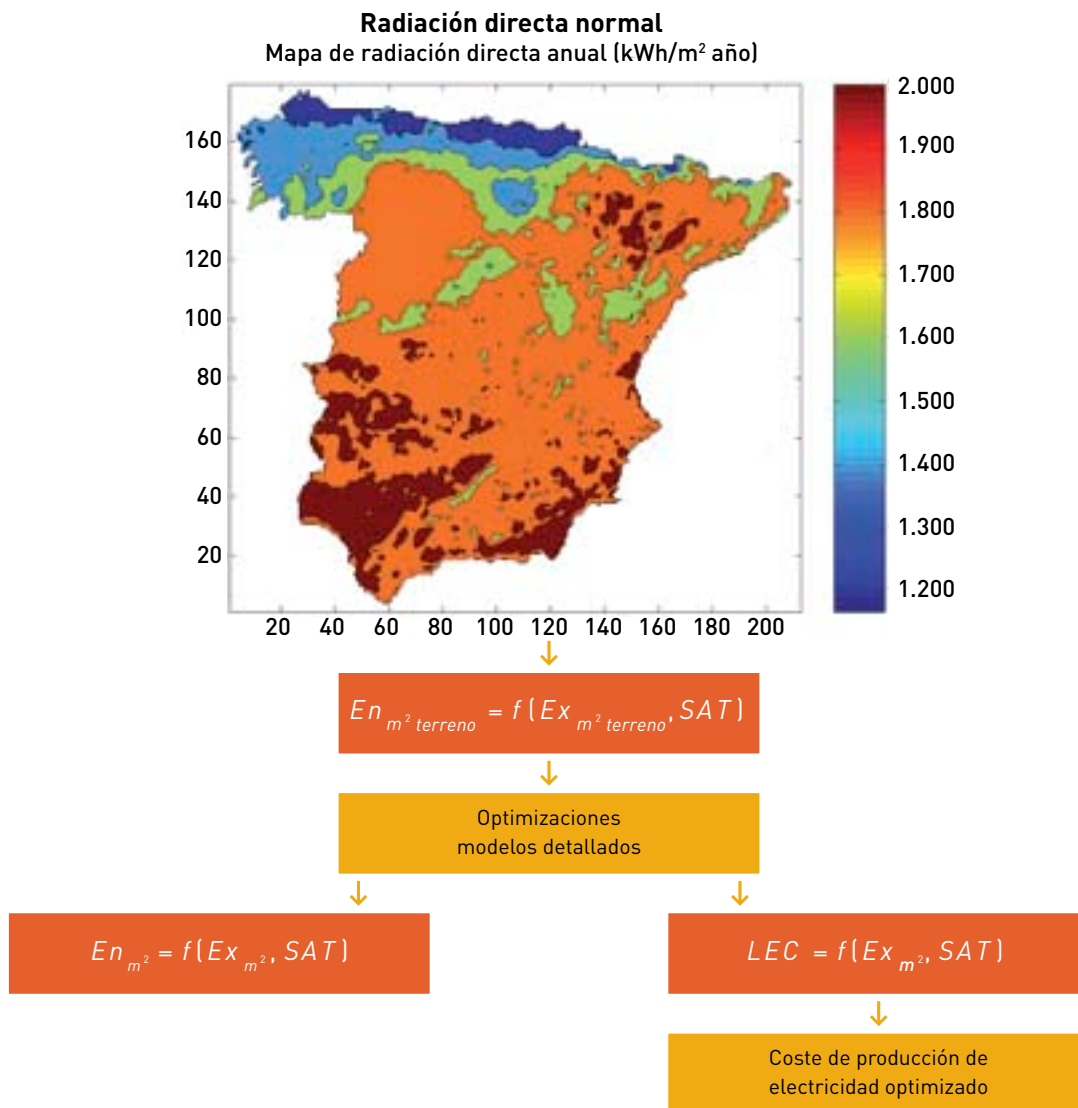
energética en estos emplazamientos se ha utilizado para extraer los modelos simplificados para el cálculo de la producción neta para el potencial accesible y, además, a partir del valor del LEC en estos puntos se han creado expresiones simplificadas de ajuste que permiten calcular el LEC con suficiente precisión en todos los puntos de la geografía, de forma análoga a como se hace con la producción energética.

Teniendo en cuenta esto y la forma de calcular el LEC, detallada en el capítulo de costes, es necesario crear un modelo del costes que permita calcular la inversión en función de la definición de las centrales de referencia y, por tanto, permita calcular el LEC para cualquier central y así realizar la optimización económica para

cada una de las tecnologías. En los siguientes apartados, dedicados a las diferentes tecnologías, se detalla el modelo de inversión creado para cada una de ellas, así como los resultados del proceso de optimización y los modelos simplificados finales de LEC y producción eléctrica. Una vez más, el grado de detalle alcanzado en cada tecnología, así como los parámetros variables de las centrales de referencia y de los modelos simplificados, difieren en las distintas tecnologías debido a las características de las mismas.

El diagrama de la Figura 29 resume la metodología general empleada para elaborar los mapas de coste de producción de electricidad (LEC) para todas las tecnologías.

Figura 29. Metodología de generación del mapa de coste de producción de electricidad



Para cada tecnología considerada, la metodología detallada se describe a continuación.

Centrales de canal parabólico

Como se ha hecho en los casos anteriores, tanto el LEC, a través del coste de inversión, como la eficiencia y producción de las centrales de captadores canal-parabólicos dependen tanto del tamaño del campo solar como de la capacidad de almacenamiento. Esta característica hace que los estudios para esta tecnología sean los más completos y detallados. La metodología que se ha seguido es análoga a la seguida en los apartados anteriores, manteniendo en todo momento la dependencia de las características de la tecnología en función del número de lazos y del sistema de almacenamiento. Como se ha comentado, el hecho de que el LEC dependa de las características de la central supone cierta dificultad añadida la hora de calcularlo, ya que se necesita disponer de un modelo económico que permita calcular el coste de inversión de las centrales en función de estos dos parámetros.

El modelo de costes de inversión utilizado para estimar el cálculo de los costes de inversión se basa en el análisis de dichos costes propuesto en el capítulo anterior, en el que se han presentado los costes desglosados por subsistemas funcionales y éstos por componentes con diferentes niveles de agregación. En el capítulo de costes se han presentado los costes relativos a una central de referencia con almacenamiento térmico, no obstante el modelo de detalle elaborado permite estimar los costes de inversión para cualquier otra configuración de las centrales de referencia. Gracias a este modelo es posible determinar qué partidas dependen del número de lazos y cuáles lo hacen de la capacidad del sistema de almacenamiento, así como analizar el tipo de dependencia de las mismas y los costes fijos de las centrales que no dependen del tamaño ni sistema de almacenamiento.

En base al análisis del modelo de inversión detallado se ha creado un modelo simplificado en el que se utilizan una serie de términos independientes y dependientes de las variables de estudio, que agregan el valor de todas aquellas partidas del coste de inversión que dependen y no dependen del número de lazos y de la capacidad del sistema de almacenamiento. La estructura del modelo de inversión simplificado se presenta en la Ec. (18).

Ec (18)

$$C_i(N_{Lazos}, H_{Alm}) = C_1 + C_2 \cdot N_{Lazos} + C_3 \cdot H_{Alm}$$

Donde los diferentes parámetros que aparecen corresponden a las siguientes definiciones:

- $C_i[N_{Lazos}, H_{Alm}]$ es el coste de inversión total de la central en función del número de lazos y de las horas de almacenamiento.
- N_{Lazos} es el número de lazos de la central.
- H_{Alm} es el número de horas de capacidad del sistema de almacenamiento de la central.
- C_1 a C_3 son los diferentes coeficientes que permiten calcular el coste de inversión.

A partir de los datos económicos expuestos en el capítulo anterior se determina el valor de cada uno de los parámetros para las centrales de captadores canal-parabólicos, que se presentan en la Tabla 27.

Tabla 27. Parámetros del modelo simplificado de inversión en función del número de lazos y capacidad del sistema de almacenamiento utilizado para la tecnología CCP

C1	C2	C3
81110980	7340038	1193487

Con este modelo simplificado de costes de inversión y con el modelo de cálculo del LEC descrito en el capítulo de costes se puede calcular el LEC a partir de la configuración específica de la central y la producción energética anual de la misma para cada uno de los once años meteorológicos de referencia que permiten muestrear adecuadamente el territorio español. De esta forma, para cada uno de los años meteorológicos y cada tamaño del sistema de almacenamiento se puede optimizar el tamaño del campo solar para encontrar el mínimo LEC y conocer la producción por metro cuadrado en dichas condiciones.

Como se vio anteriormente, la exergía generada por metro cuadrado depende del recurso solar (DNI) del emplazamiento analizado y de la latitud, pero no depende representativamente del tamaño del campo solar y, menos si cabe, del sistema de almacenamiento. Gracias a esto, el modelo simplificado de la exergía por metro cuadrado generado para el cálculo de los potenciales total y disponible es completamente aplicable en este caso, ya que la optimización del tamaño del campo solar afecta principalmente al rendimiento de conversión de exergía en energía eléctrica. Por tanto, una vez realizada esta optimización se puede obtener, de forma semejante a lo realizado anteriormente, el rendimiento exergético de las centrales en el óptimo económico en función de la exergía generada por metro cuadrado y de la capacidad de almacenamiento (de 0 a 6 horas).

Siguiendo el mismo método que en el caso anterior se puede obtener un modelo de rendimiento ajustado a los datos obtenidos, de la forma que se presenta en la Ec. (19)

Ec (19)

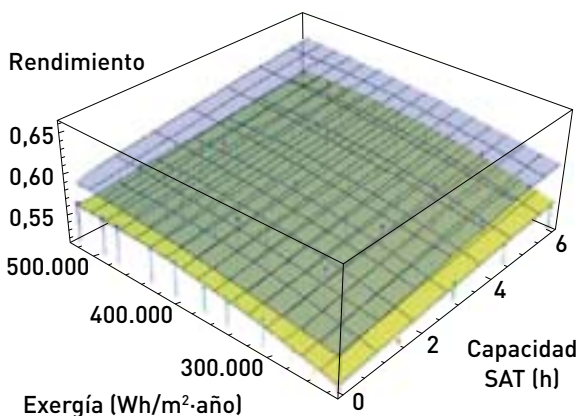
$$eff = a + b \cdot sat + c \cdot ex + d \cdot ex^2$$

Tabla 28. Parámetros del ajuste mediante una superficie de segundo grado del rendimiento exergético a eléctrico

	Estimada	Error estándar	t-Estadística	P-Valor
a	0,419428	0,0152225	27,5531	2,71573x10 ⁻³²
b	0,00425731	0,000380440	11,1905	2,42728x10 ⁻¹⁵
c	5,64222x10 ⁻⁷	8,39136x10 ⁻⁸	6,72385	1,48633x10 ⁻⁸
d	-5,57721x10 ⁻¹³	1,10382x10 ⁻¹³	-5,05263	5,95375x10 ⁻⁶

Además el coeficiente de determinación lineal R² obtenido es bueno [0,89281], y el estadístico de Durbin-Watson es adecuado [2,91478] por lo que se puede considerar este ajuste a una superficie de segundo grado como apropiado para representar el rendimiento exergético a eléctrico en función del potencial exergético por metro cuadrado y la capacidad del sistema de almacenamiento térmico. La Figura 30 muestra la superficie representada por el ajuste junto a los puntos de origen que dan lugar a la expresión y, a modo de referencia, se presenta el modelo simplificado para el óptimo técnico, quedando patente la reducción de rendimiento existente entre las centrales óptimas técnicas y económicas.

Figura 30. Ajuste a una superficie de segundo grado del rendimiento exergético a eléctrico para plantas CCP en el óptimo económico (verde) y en el óptimo técnico (azul)



Realizado este ajuste se obtiene la tabla de características mostradas en la Tabla 28. El análisis de la misma determina que se cumple la hipótesis nula para los 4 parámetros, lo que significa que todos los parámetros son significativos.

De forma completamente análoga se puede presentar el modelo simplificado que permite obtener el coste normalizado de la energía en función de la exergía por metro cuadrado y de la capacidad de almacenamiento. En la siguiente tabla (Tabla 29) se presentan los parámetros del ajuste que responden a la Ec. (20).

Ec (20)

$$Lec = a + b \cdot sat + c \cdot ex + d \cdot ex^2 + e \cdot ex \cdot SAT$$

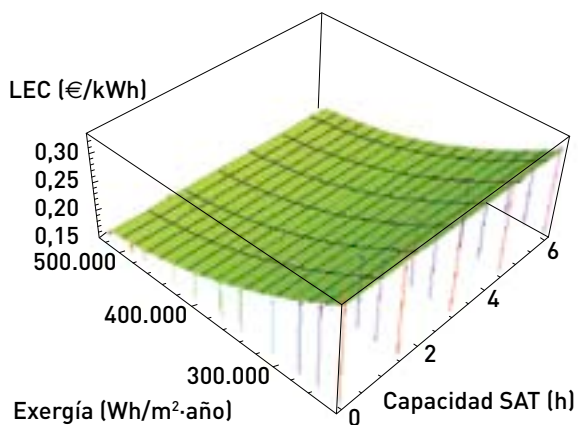
El coeficiente de determinación lineal R² obtenido es excelente [0,993624], y el estadístico de Durbin-Watson es algo bajo, pero dentro de los límites aceptables [1,64595], por lo que se puede considerar este ajuste a una superficie de segundo grado como apropiado para representar el coste normalizado de producción de electricidad en función del potencial exergético por metro cuadrado y la capacidad del sistema de almacenamiento térmico.

Tabla 29. Parámetros del ajuste mediante una superficie de segundo grado del rendimiento exergético a eléctrico

	Estimada	Error estándar	t-Estadística	P-Valor
a	0,627787	0,0118252	53,0887	1,22228x10 ⁻⁴⁵
b	-0,00397809	0,00116917	-3,40248	0,00132212
c	-1,62133x10 ⁻⁶	6,30817x10 ⁻⁸	-25,7020	1,77502x10 ⁻³⁰
d	1,40951x10 ⁻¹²	8,21201x10 ⁻¹⁴	17,1640	1,33103x10 ⁻²²
e	6,08704x10 ⁻⁹	3,01840x10 ⁻⁹	2,01665	0,0491192

La Figura 31 muestra la superficie representada por el ajuste junto a los puntos de origen que dan lugar a la expresión.

Figura 31. Ajuste a una superficie de segundo grado del LEC para plantas CCP en el óptimo económico



Centrales de captadores lineales de Fresnel

Para el cálculo del LEC y del potencial accesible de las centrales de captadores lineales de Fresnel, la metodología es completamente análoga a la seguida para las centrales canal-parabólicas, no obstante más sencilla dado que no se contempla el sistema de almacenamiento térmico.

Igual que en el caso anterior, se ha necesitado realizar las simulaciones necesarias para optimizar económicamente las centrales y, para ello, se ha necesitado un modelo simplificado de la inversión

en función del tamaño de la central. La estructura del modelo de inversión simplificado se presenta en la Ec. (21).

Ec (21)

$$C_i (N_{Lazos}) = (C_1 + C_2 \cdot N_{Lazos})$$

Donde los diferentes parámetros que aparecen corresponden a las siguientes definiciones:

- $C_i [N_{Lazos}]$ es el coste de inversión total de la central en función del número de lazos.
- N_{Lazos} es el número de lazos de la central.
- C_1, C_2 son los coeficientes que permiten calcular el coste de inversión.

A partir de los datos económicos expuestos en el capítulo anterior se determina el valor de cada uno de los parámetros para las centrales de reflectores lineales Fresnel, que se presentan en la Tabla 30.

Tabla 30. Parámetros del modelo simplificado de inversión en función del número de lazos utilizado para la tecnología Fresnel

C1	C2
90047798	687590

Con este modelo simplificado de costes de inversión y con el modelo de cálculo del LEC descrito en el capítulo de costes se puede calcular el LEC dadas las características de la central y la producción energética anual de la misma, optimizada para minimizar el LEC.

Siguiendo el mismo método que en el caso anterior se puede obtener un modelo de rendimiento ajustado a los datos obtenidos, de la forma que se presenta en la Ec. (22).

Ec (22)

$$eff = a + b \cdot ex$$

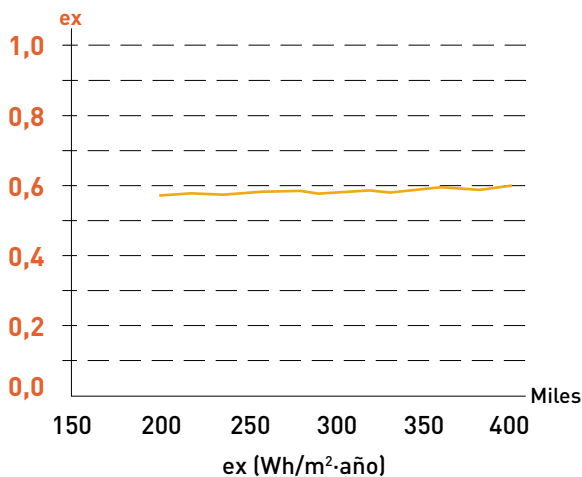
Realizado este ajuste se obtiene la tabla de características mostradas en la Tabla 31. El análisis de la misma determina que se cumple la hipótesis nula para los 3 parámetros, lo que significa que todos los parámetros son correctos.

Tabla 31. Parámetros del ajuste mediante una recta del rendimiento exerético a eléctrico

	Estimada	Error estándar	t-Estadística	P-Valor
a	0,393894	0,0161228	24,4309	1,54465x10 ⁻⁵⁹
b	2,52812x10 ⁻⁷	5,47492x10 ⁻⁸	4,61764	0,00125856

La Figura 32 muestra la curva de ajuste junto a los puntos de origen que dan lugar a la expresión.

Figura 32. Ajuste a una recta del rendimiento exerético a eléctrico para plantas LFR en el óptimo económico



De forma completamente análoga se puede presentar el modelo simplificado que permite obtener el coste normalizado de la energía en función de la exerjía por metro cuadrado.

Ec (23)

$$Lec = a + b \cdot ex + c \cdot ex^2$$

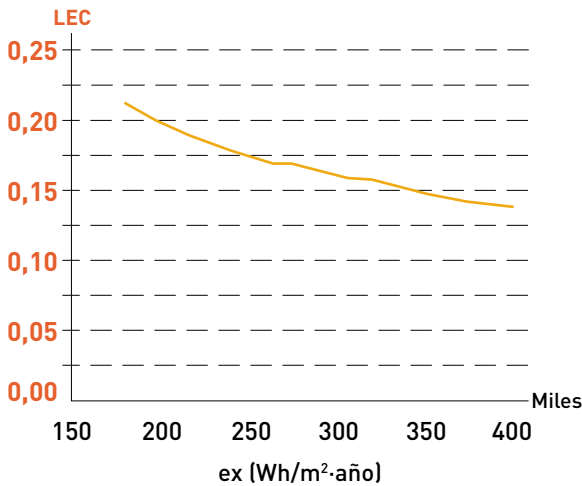
En la siguiente tabla (Tabla 32) se presentan los parámetros del ajuste que responden a la Ec. (23)

Tabla 32. Parámetros del ajuste mediante una curva de segundo grado del rendimiento exerético a eléctrico

	Estimada	Error estándar	t-Estadística	P-Valor
a	0,418705	0,0194351	21,5437	2,26951x10 ⁻⁸
b	-1,25883x10 ⁻⁶	1,38115x10 ⁻⁷	-9,11435	0,0000168869
c	1,39881x10 ⁻¹²	2,36626x10 ⁻¹³	5,91147	0,000357102

La Figura 33 muestra la curva representada por el ajuste junto a los puntos de origen que dan lugar a la expresión.

Figura 33. Ajuste a una superficie de segundo grado del LEC para plantas CCP en el óptimo económico



Centrales de receptor central (torre)

Para el cálculo del potencial accesible para la tecnología de torre es necesario, de forma análoga a los casos anteriores, un modelo simplificado de inversión que permita calcular los costes de las centrales de torre en base a las características de las mismas. En base al análisis del modelo de inversión detallado se ha creado un modelo

simplificado en el que se utilizan una serie de términos independientes y dependientes de las variables de estudio, que agregan el valor de todas aquellas partidas del coste de inversión que dependen y no dependen del número de heliostatos, de la altura de la torre y de la capacidad del sistema de almacenamiento. La estructura del modelo de inversión simplificado se presenta en la Ec. (24).

Ec (24)

$$C_i(N_{\text{Heliostatos}}, H_{\text{Alm}}, H_{\text{Torre}}) = C_1 \cdot (C_2 + C_3 \cdot e^{C_4 \cdot H_{\text{Torre}}} + C_5 \cdot N_{\text{Heliostatos}} + C_6 \cdot H_{\text{Alm}} + C_7 \cdot (C_8 + C_9 \cdot H_{\text{Alm}}))$$

Donde los diferentes parámetros que aparecen corresponden a las siguientes definiciones:

- Donde $C_i[N_{\text{Heliostatos}}, H_{\text{Alm}}, H_{\text{Torre}}]$ es el coste de inversión total de la central en función del número de heliostatos, de la altura de la torre y de las horas de almacenamiento.
- $N_{\text{Heliostatos}}$ es el número de lazos de la central.
- H_{Alm} es el número de horas de capacidad del sistema de almacenamiento de la central.
- H_{Torre} es la altura en metros de la torre donde se sitúa el receptor.
- C_1 a C_9 son los diferentes coeficientes que permiten calcular el coste de inversión.

A partir de los datos económicos expuestos en el capítulo anterior se determina el valor de cada uno de los coeficientes para las centrales de receptor central, que se presentan en la Tabla 33.

Tabla 33. Parámetros del modelo simplificado de inversión en función del número de heliostatos, altura de la torre y capacidad del sistema de almacenamiento utilizado para la tecnología CT

C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9
1,16725	70.020.000	801.490	0,012	35.733	987.000	0,72	806.452	1.612.903

Con este modelo simplificado de costes de inversión y con el modelo de cálculo del LEC descrito en el capítulo de costes se puede calcular el LEC dadas las características de la central y la producción energética anual de la misma.

Dada la dificultad de realizar una optimización económica de las centrales de torre se ha optado por calcular el LEC de las centrales a partir de las producciones y configuraciones presentadas

en la parte correspondiente al potencial total y disponible. Utilizando los modelos simplificados en función de la DNI y la latitud que permiten conocer la producción de la central y teniendo en cuenta el número de heliostatos y capacidad de almacenamiento, así como la ocupación del terreno, es posible obtener un modelo simplificado del LEC que permite obtener el coste de la energía a lo largo del territorio analizado. Al igual que en casos anteriores, se han considerado un

consumo del 11% para obtener la energía neta a partir de los modelos de bruta.

En la Ec. (25) se muestra el modelo de ajuste del LEC en función de la latitud, la DNI anual y la capacidad de almacenamiento:

Ec (25)

$$LEC(Lat, DNI, SAT) = C_1 + C_2 \cdot DNI + C_3 \cdot DNI^2 + C_4 \cdot Lat + C_5 \cdot DNI \cdot Lat + C_6 \cdot Lat \cdot SAT + C_7 \cdot SAT^2$$

Donde:

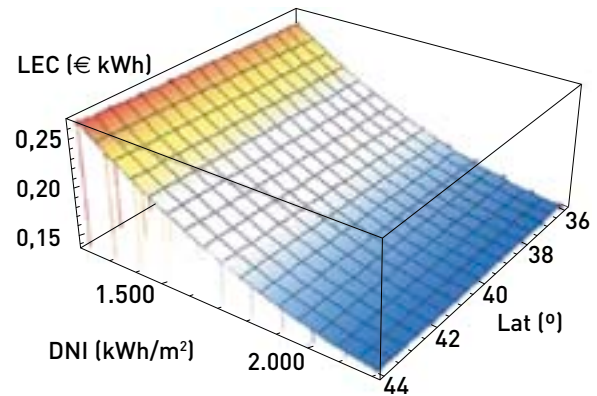
- *Lat* = latitud en grados (°),
 - *DNI* expresada en kWh/m².
 - *SAT* = capacidad de almacenamiento en horas.
- Y siendo *LEC[Lat, DNI, SAT]* el coste normalizado de la energía en €/kWh para la tecnología de referencia de receptor central. Los valores de los coeficientes se muestran en la Tabla 34, correspondientes a un ajuste con R² superior a 0,99.

Tabla 34. Coeficientes del ajuste del LEC en función de la latitud, la DNI y la capacidad de almacenamiento para la tecnología de referencia de receptor central

Coeficiente	Sin almacenamiento
C1	5,117x10 ⁻¹
C2	-3,634x10 ⁻⁴
C3	8,643x10 ⁻⁸
C4	3,685x10 ⁻³
C5	-1,314x10 ⁻⁶
C6	-1,361x10 ⁻⁴
C7	2,629x10 ⁻⁴

En la Figura 34 se muestra, a modo de referencia, la superficie de LEC relativa a la central con 6 horas de almacenamiento.

Figura 34. Modelo del LEC en función de la latitud, la DNI anual y la capacidad del sistema de almacenamiento para la tecnología de receptor central particularizado para una capacidad de almacenamiento de 6 horas



Discos parabólicos con motor Stirling

Dadas las peculiaridades de la tecnología de discos parabólicos con motor Stirling, principalmente derivadas de su prácticamente completa modularidad, el cálculo del potencial accesible para esta tecnología resulta más sencillo que en los casos anteriores.

Como en todos los casos anteriores, el cálculo del potencial accesible pasa por la estimación del coste de la energía y de la producción a lo largo del territorio estudiado. Sin embargo, ambos cálculos son más sencillos en este caso. En primer lugar, la central de discos parabólicos, tal como se ha definido, no tiene un campo solar que optimizar, ya que el número de sistemas es fijo, por lo que las estimaciones de producción son las mismas que en el caso de potencial total. Además, esto, junto con la carencia de un sistema de almacenamiento, lleva a una inversión constante en la central, por lo que el LEC sólo depende de la producción eléctrica de cada lugar.

Dicho esto, y estableciendo el coste de la central de referencia como inversión total de la central, se puede construir un modelo simplificado del LEC en función únicamente de la producción anual esperada.

El ajuste del modelo económico que permite obtener el LEC a partir de la energía anual para la tecnología de discos parabólicos es de la forma que se muestra en la Ec. (26).

Ec (26)

$$LEC \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = a + \frac{b}{E_{\text{anual}} (\text{kWh})}$$

Los coeficientes que aparecen en la expresión toman los valores que se muestran en la Tabla 35.

Tabla 35. Parámetros del ajuste del LEC para la central de discos parabólicos

	Valor
a	0,0228641
b	4019184

Recordando que el modelo simplificado para el cálculo de la energía que proporciona esta tecnología en función de la DNI y de la latitud es el mismo que para los potenciales total y disponible, este modelo de LEC es suficiente para analizar el potencial accesible.

5.4 BIBLIOGRAFÍA

[Rabl, 1981]

Rabl, A. *Yearly average performance of the principal solar collector types*. Solar Energy 27(3): 215-233. 1981.

[Fernández et al., 2001]

Fernández, V., Silva, M. y Romero, M. *WinDelsol 1.0*. En: Pitz-Paal, R. (Ed.), *Proc. of the 15th Task III Meeting within IEA SolarPACES on Solar Technology and Applications*. Cologne, Germany, June 19, SolarPACES Tech. Report. DLR, Köln, Germany. 2001.

[Ramírez, 2000]

Ramírez, L. *Radiación solar a partir de imágenes de satélite*. Colección Documentos CIEMAT. ISBN: 84-7834-375-X. 2000.

[Pagola, in press]

Pagola, I., Gastón, M., Fernández-Peruchena, C., Moreno, S. y Ramírez, L. *New methodology of solar radiation evaluation using free access databases in specific locations*. Renewable Energy, Volume 35, Issue 12, December 2010, Pages 2792-2798. 2010.

[Crespo, 2010]

Crespo, L. *Comunicación personal*. 2010.

[Levesque, 2007]

Levesque, R. *SPSS Programming and Data Management: A Guide for SPSS and SAS Users*. Fourth Edition (2007), SPSS Inc., Chicago Ill. ISBN 1568273908. 2007.

6 Resultados

En este capítulo se presentan los resultados de la aplicación de la metodología descrita en los apartados anteriores.

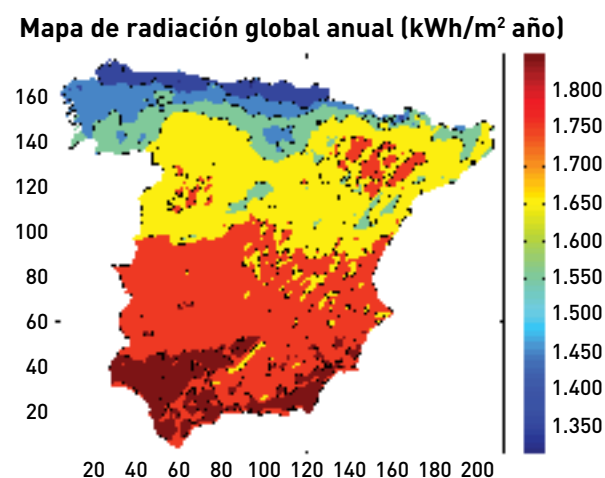
6.1 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL TOTAL

Para la estimación del potencial total se considera todo el territorio peninsular, independientemente de su uso actual, de la topografía o de cualquier otra restricción a la implantación de las tecnologías estudiadas.

El punto de partida es la distribución del recurso solar en el territorio peninsular. El territorio extrapeninsular –Islas Baleares, Islas Canarias, Ceuta y Melilla– se ha excluido del presente estudio debido a sus peculiaridades geográficas y orográficas. Aunque desde el punto de vista del potencial esta exclusión no es significativa, sería conveniente la realización de un estudio específico para estos territorios pues en todos ellos existe un potencial presumiblemente alto cuyo aprovechamiento puede contribuir a la sostenibilidad de la satisfacción de sus requerimientos energéticos.

El punto de partida para el estudio de potencial es la distribución corregida de la irradiación global en España descrito en el capítulo 5 (Figura 1). En la siguiente figura se muestra la distribución espacial de la radiación global de la que se ha partido para la estimación de la radiación directa en todo el territorio de la España peninsular.

Figura 1. Distribución de la radiación global horizontal anual en la España peninsular



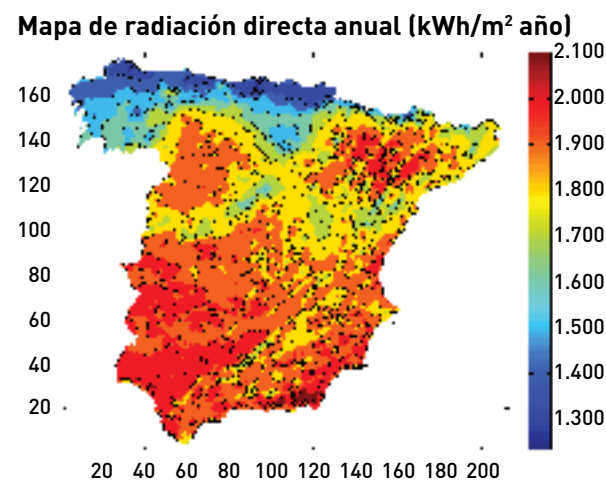
Aplicando las expresiones descritas y validadas en la metodología, a partir de la figura distribución

mostrada en la figura anterior se obtiene el mapa de irradiación directa normal (IDN, DNI en inglés) en todo el territorio (Figura 2). El valor total del recurso solar en la España peninsular y algunos indicadores significativos totales derivados del mapa de IDN en la España peninsular se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Superficie total e irradiación solar directa normal (IDN) anual en la España peninsular

Recurso solar	Valor	Unidades
Superficie total	492.300	km ²
IDN sobre total territorio	909.930	TWh/año
IDN mínima anual	1.167	kWh/m ² /año
IDN máxima anual	2.181	kWh/m ² /año
IDN media anual	1.842	kWh/m ² /año
Desviación típica	179	kWh/m ² /año

Figura 2. Distribución de la radiación directa anual en la España peninsular. Ordenadas y abscisas en número de píxeles



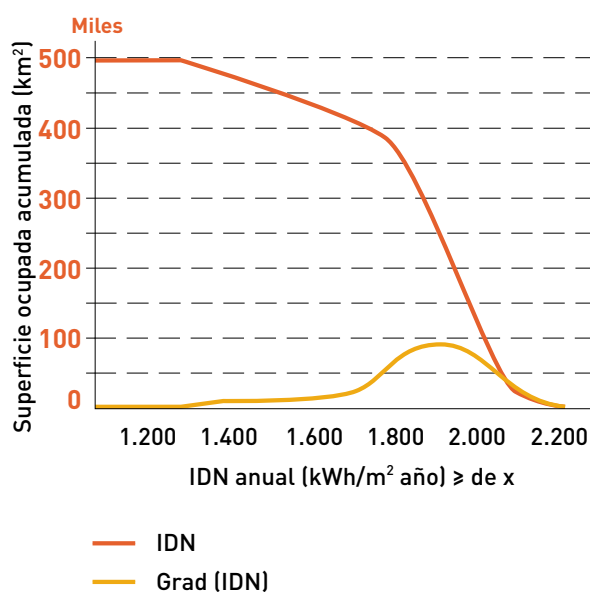
Tomando como partida la IDN anual y la latitud correspondiente a cada unidad del territorio, se aplican las expresiones simplificadas descritas y validadas en la metodología para la estimación para cada tecnología de:

- La exergía por metro cuadrado de terreno y de espejo (en el caso de canales parabólicos y Fresnel).
- La eficiencia de las plantas tipo consideradas (en el caso de canales parabólicos y Fresnel).

• La energía eléctrica anual producida.
A partir de la información desarrollada para el cálculo de la IDN es posible analizar la superficie de terreno que dispone de radiaciones directas anuales superiores a un valor concreto. Así, en la figura 3 se muestra el valor de esta superficie para valores anuales superiores o iguales a los valores del eje x, junto con la derivada de la función representada. Se observa que dicha derivada presenta un máximo en torno al valor de 1.950 kWh/m².

Figura 3. Resultados de potencial total. Superficie ocupada en función del IDN

Superficie ocupada vd. IDN



A continuación se describen los resultados totales obtenidos para cada una de las tecnologías. De forma genérica se utiliza la siguiente terminología:

- CP: centrales de canales parabólicos.
- CF: captadores lineales Fresnel.
- RC: plantas de receptor central.
- DP: discos parabólicos tipo SES.
- SAT: sistema de almacenamiento térmico.
- Valor 0 en la denominación: sin almacenamiento.
- Valor 6 en la denominación: con 6 horas de almacenamiento.

La siguiente tabla muestra la comparación de los resultados totales de las distintas tecnologías.

Tabla 2. Resultados globales del potencial total

Potencial total	Exergía anual (sobre el territorio)	Producción eléctrica anual bruta (sobre el territorio)	(TWh/año)	Veces consumo eléctrico nacional (2008 = 263 TWh)	(TWh/año)	Veces consumo eléctrico nacional en 2008 (263 TWh)
CP (SAT=0)	52.262	199	34.203	130		
CP (SAT=6)	52.262	199	35.737	136		
CF	60.406	230	41.241	157		
RC (SAT=0)	NE	NE	30.620	117		
RC (SAT=6)	NE	NE	28.649	109		
DP	NE	NE	21.790	83		

Se realiza a continuación en cada tecnología, el análisis de:

- La distribución espacial de los resultados.
- El histograma de los valores obtenidos en todo el territorio analizado.

- La energía eléctrica producida por las distintas tecnologías y casos tipo analizados, correspondiente a la utilización de toda la superficie de niveles de radiación solar crecientes. En las siguientes figuras se muestran los resultados de la generación de energía eléctrica por cada una de las tecnologías para valores crecientes de IDN, junto con la derivada de la misma en figuras independientes.

6.1.1 Canal parabólico

En el caso de los CP, se han analizado dos posibilidades de configuración: para el caso de plantas sin almacenamiento y para plantas con 6 horas de almacenamiento. Esto implica que se obtenga un único mapa de exergía, pero se obtienen dos resultados de eficiencia y de energía eléctrica producida.

Figura 4. Potencial total en la España peninsular. Exergía anual. Resultados CP

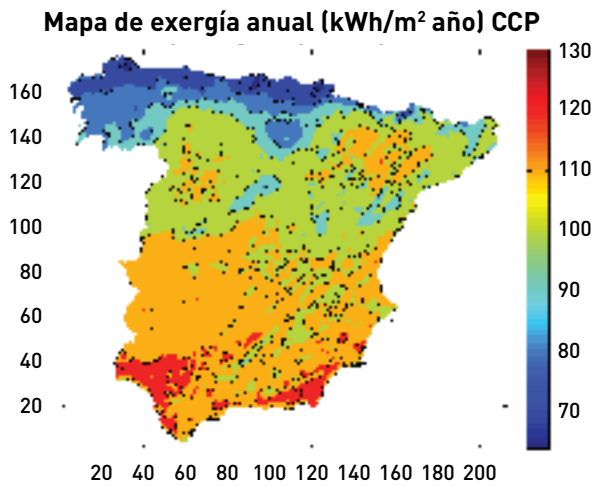
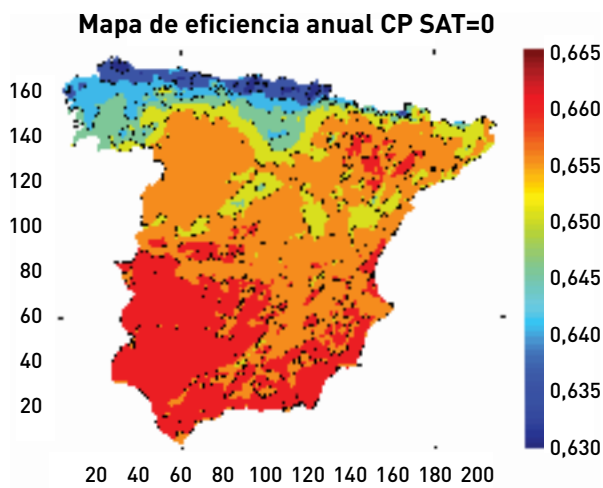


Figura 5. Potencial total. Eficiencia. Resultados CP. Sin almacenamiento y con 6 horas de almacenamiento



Mapa de eficiencia anual CP SAT=6

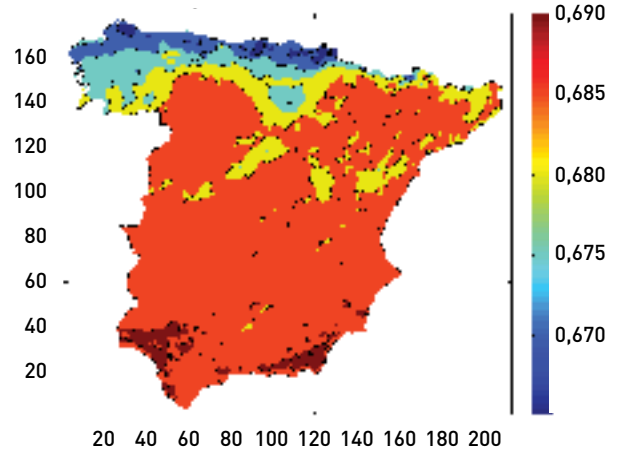
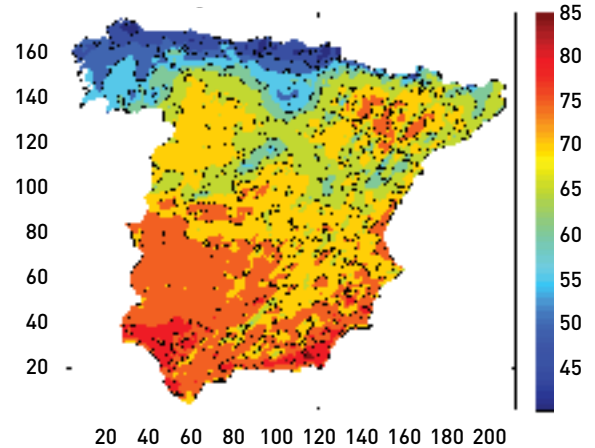
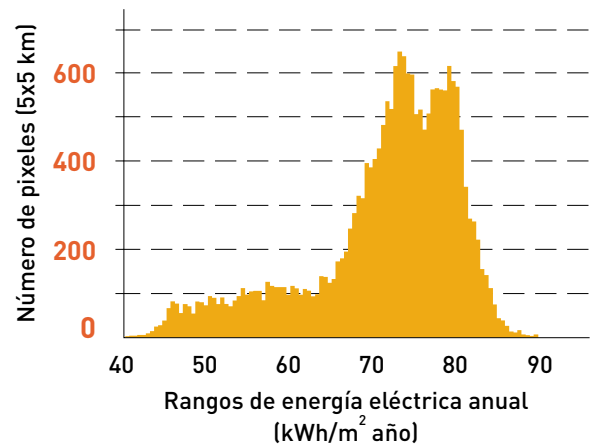


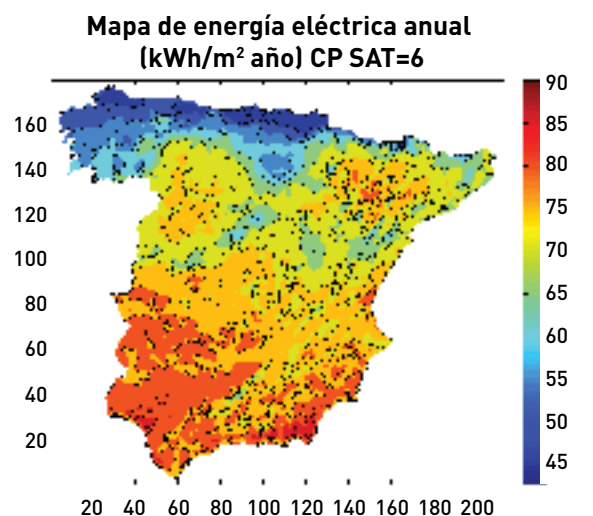
Figura 6. Potencial total. Eficiencia y energía eléctrica producida. Resultados CP. Sin almacenamiento y con 6 horas de almacenamiento

Mapa de energía eléctrica anual (kWh/m² año) CP SAT=0



Energía eléctrica anual CP SAT=0





Energía eléctrica anual CP SAT6

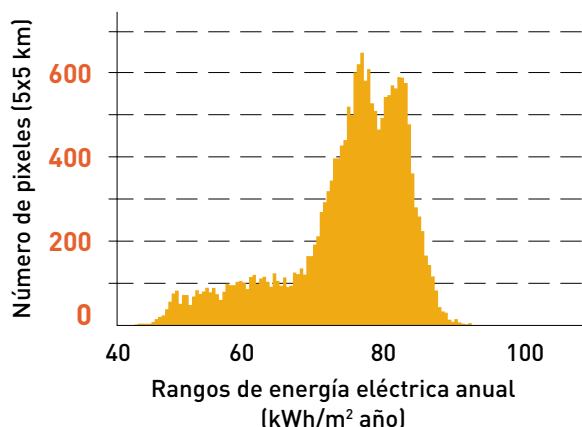
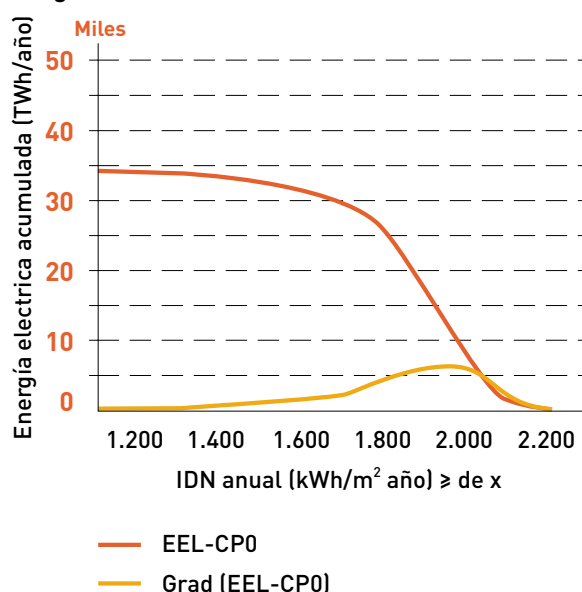
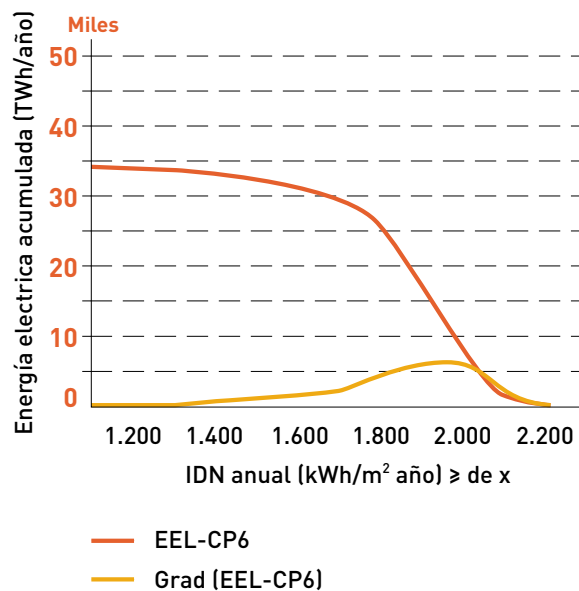


Figura 7. Potencial total. Energía producida para valores crecientes de IDN. Resultados CP. Sin almacenamiento y con 6 horas de almacenamiento

Energía eléctrica CP0 vs. IDN anual



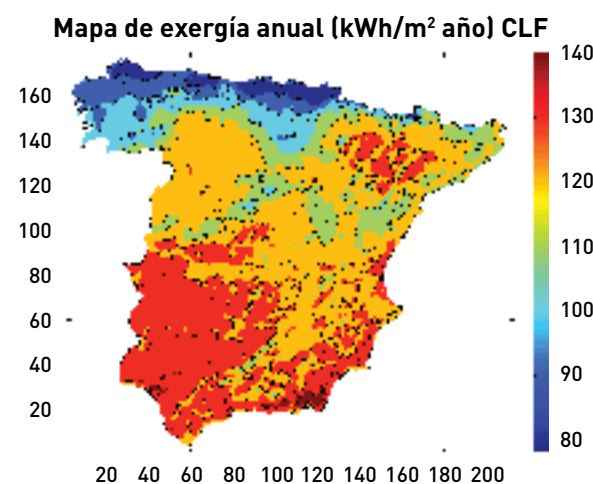
Energía eléctrica CP0 vs. IDN anual



6.1.2 Captadores lineales Fresnel

A continuación se muestran los resultados obtenidos en la aplicación de las expresiones simplificadas descritas y validadas en la descripción de la metodología.

Figura 8. Potencial total. Exergía y eficiencia exergética. Resultados Fresnel



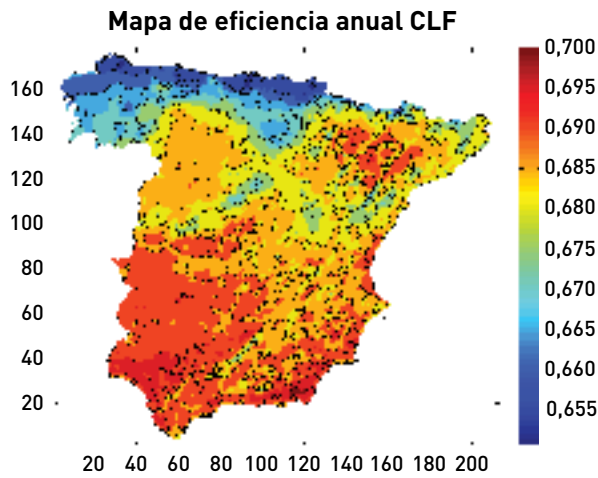
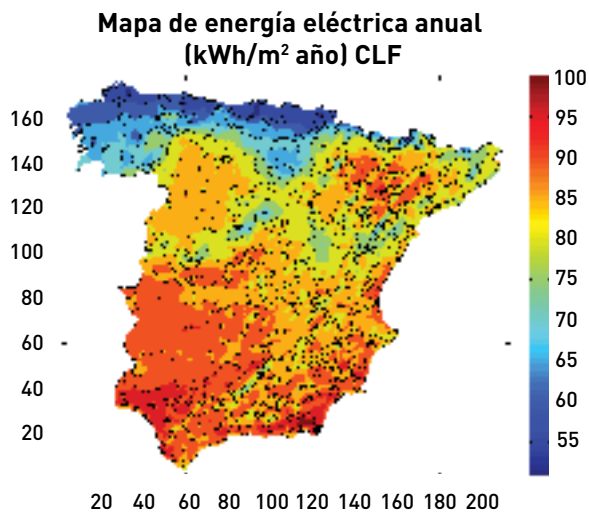


Figura 9. Potencial total. Energía eléctrica producida. Resultados Fresnel



Energía eléctrica anual CLF

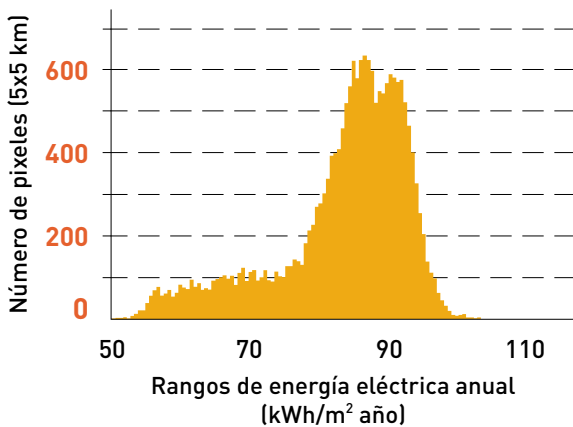
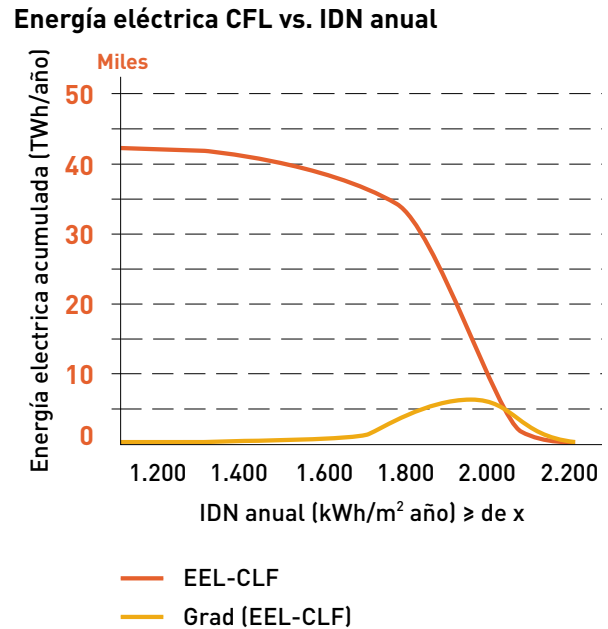


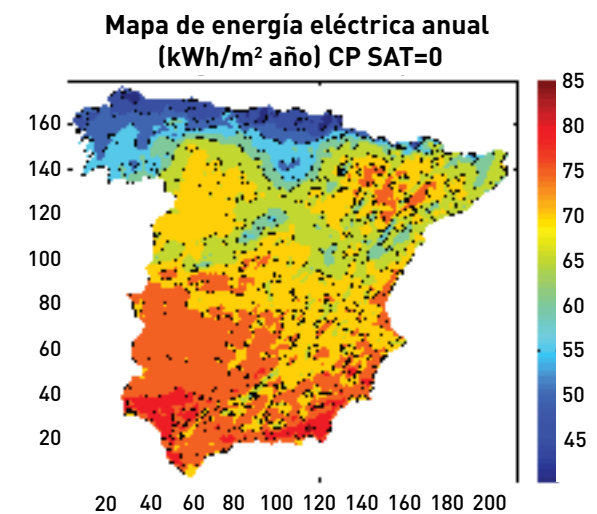
Figura 10. Potencial total. Energía producida para valores crecientes de IDN. Resultados Fresnel



6.1.3 Receptor central

En el caso de centrales de receptor central, se ha calculado directamente la energía eléctrica producida para la tecnología, configuración y diseño descritos en la planta de referencia. A continuación se muestran los resultados de energía eléctrica producida utilizando las expresiones desarrolladas en el capítulo de Metodología, para los casos sin sistema de almacenamiento térmico, y con 6 horas de almacenamiento.

Figura 11. Potencial total. Energía eléctrica producida. Resultados receptor central SAT0



Energía eléctrica anual IRC SAT0

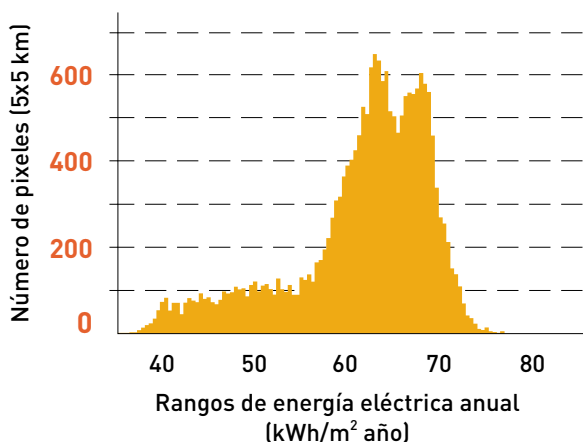
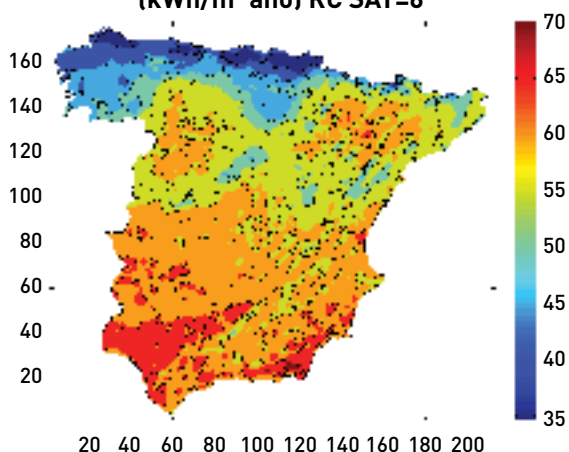


Figura 12. Potencial total. Energía eléctrica producida. Resultados receptor central SAT6

Mapa de energía eléctrica anual (kWh/m² año) RC SAT=6



Energía eléctrica anual IRC SAT6

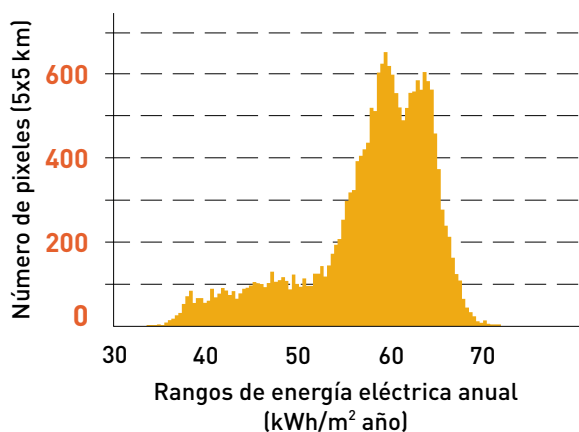
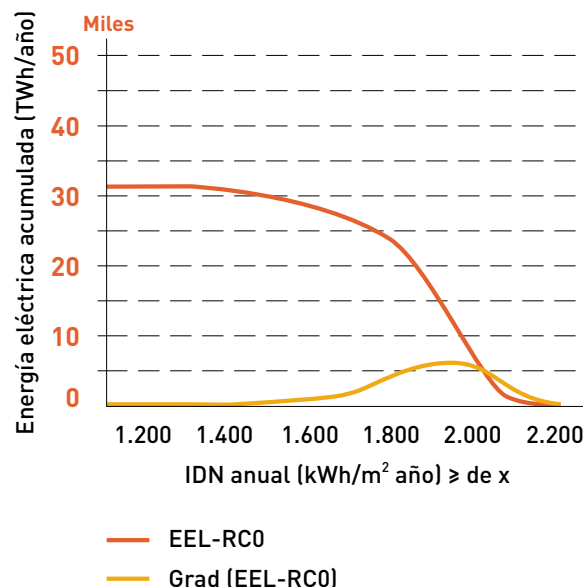
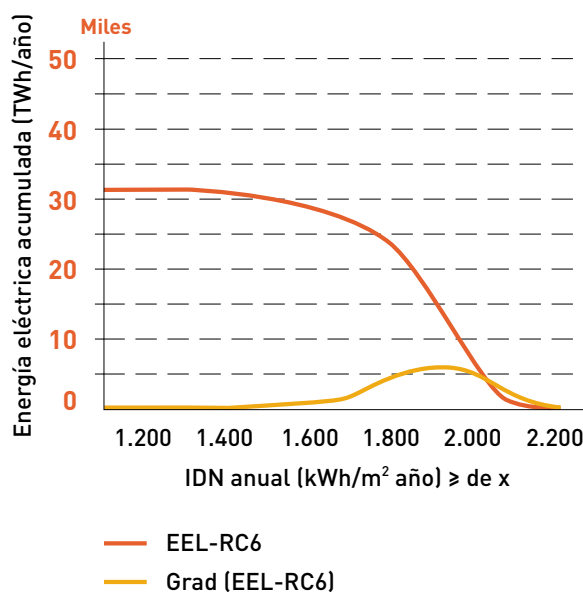


Figura 13. Potencial total. Resultados receptor central. Sin almacenamiento

Energía eléctrica RC0 vs. IDN anual



Energía eléctrica RC6 vs. IDN anual



6.1.4 Discos parabólicos

En el caso de discos parabólicos, se ha calculado directamente la energía eléctrica producida para la tecnología SES. A continuación se muestran los resultados de energía eléctrica producida utilizando las expresiones desarrolladas en el capítulo de Metodología.

Figura 14. Potencial total. Energía eléctrica producida. Resultados discos parabólicos

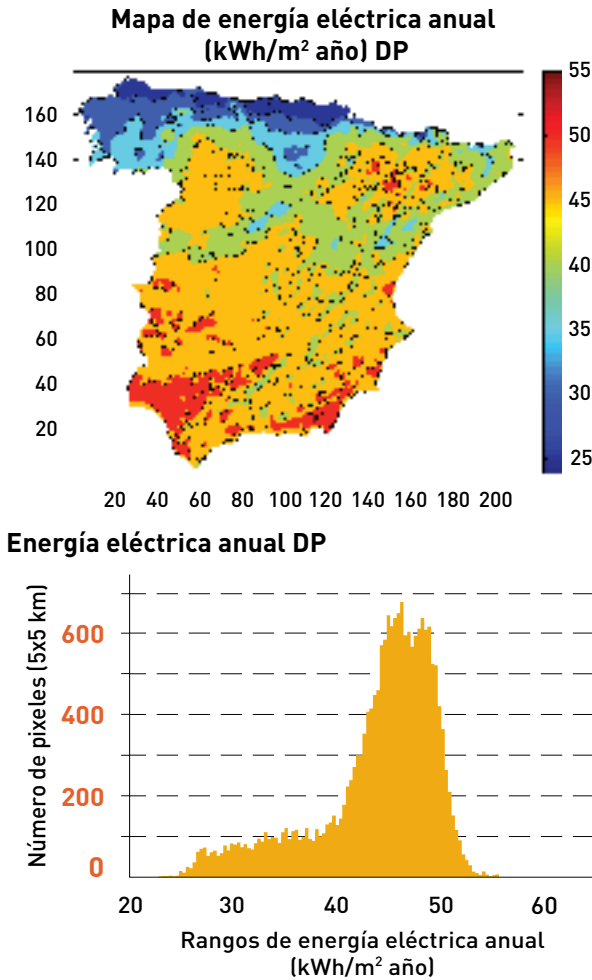
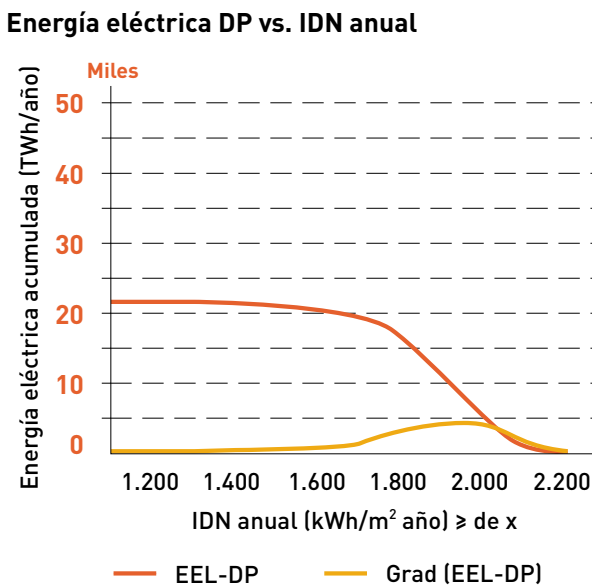


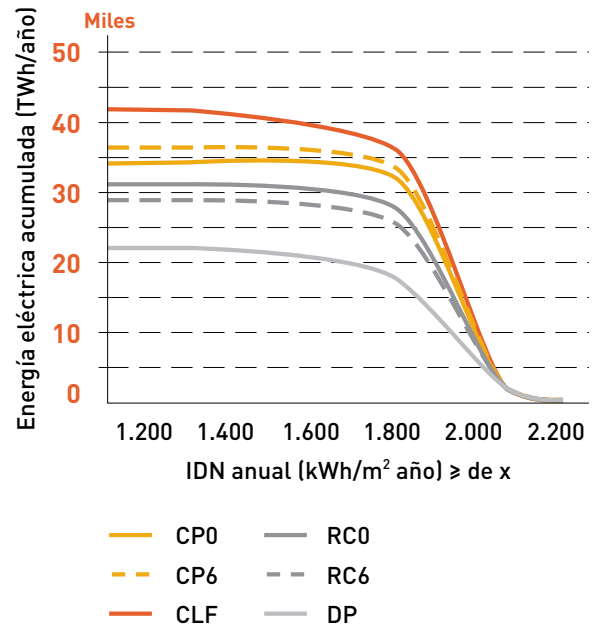
Figura 15. Potencial total. Energía producida para valores crecientes de IDN. Resultados discos parabólicos



6.1.5 Resultados totales por tecnologías y comunidades autónomas

Figura 16. Representación de los resultados de los 5 casos estudiados

Energía eléctrica todas las tecnologías vs. IDN anual



Es posible observar como el valor de la energía eléctrica producida es muy superior al valor de referencia del consumo de energía eléctrica en todo el territorio analizado, que fue de 263 TWh/m2 en el año 2008.

Tabla 3. Energía eléctrica acumulada (TWh/año) por comunidades autónomas de la España peninsular y por tecnología

Comunidades autónomas	Área (km ²)	CCP0T	CCP6T	CLF0T	CRC0T	CRC6T	DPS0T
Andalucía	87.525	6.758	7.044	8.020	6.033	5.621	4.274
Aragón	47.800	3.318	3.468	4.029	2.971	2.784	2.135
Asturias	10.575	533	561	662	481	454	332
Cantabria	5.250	259	272	321	234	220	160
Castilla-La Mancha	79.175	5.725	5.977	6.867	5.119	4.784	3.645
Castilla y León	93.875	6.277	6.566	7.634	5.627	5.276	4.027
Cataluña	32.075	2.175	2.274	2.645	1.949	1.828	1.399
Extremadura	41.550	3.160	3.295	3.787	2.823	2.636	2.021
Galicia	29.100	1.568	1.648	1.931	1.414	1.331	982
La Rioja	5.100	304	319	372	273	257	192
Madrid	8.050	576	601	695	515	482	369
Murcia	11.300	862	899	1.026	770	717	546
Navarra	10.375	623	653	765	560	526	397
País Vasco	7.250	356	375	442	322	303	220
Valencia	23.300	1.701	1.776	2.039	1.521	1.421	1.083
Totales	492.300	34.202	35.736	41.241	30.620	28.648	21.789

Al objeto de facilitar la comprensión de estos datos se han elaborado una serie de tablas complementarias, de las que se obtienen los datos agregados presentados en la tabla anterior, las cuales se presentan en dos apartados:

- En el apartado 6.5 se facilitan las tablas con los resultados de energía eléctrica total acumulada por provincias para las diferentes tecnologías consideradas.
- En el apartado 6.6 se facilitan las correspondientes a los valores de energía eléctrica total media por unidad de superficie y año, también por provincias para las diferentes tecnologías consideradas.

6.2 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DISPONIBLE

El paso del potencial total al disponible viene condicionado por la aplicación de los filtros que se han definido en la metodología de generación del potencial disponible.

Supone la aplicación al potencial total de los filtros relacionados con las capas de:

- Usos del suelo.
- Espacios protegidos.

- Carreteras y líneas de ferrocarril.
- Núcleos de población.
- Línea de costa.
- Hidrografía.

Tabla 4. Resultados globales del potencial disponible

Potencial disponible	Producción eléctrica anual bruta (sobre el territorio)	(TWh/año)	Veces consumo eléctrico nacional (2008 = 263 TWh)
CP (SAT=0)	19.867	76	
CP (SAT=6)	20.750	79	
CLF	23.926	91	
CRC	17.778	68	
CRC (SAT=6)	16.627	63	
DPS	12.670	48	

A continuación se muestran los resultados de las figuras correspondientes a los mapas y a las funciones de densidad de los resultados disponibles por tecnologías.

6.2.1 Canal parabólico

Figura 17. Distribución espacial del potencial disponible en la España peninsular. Canales parabólicos SAT=0

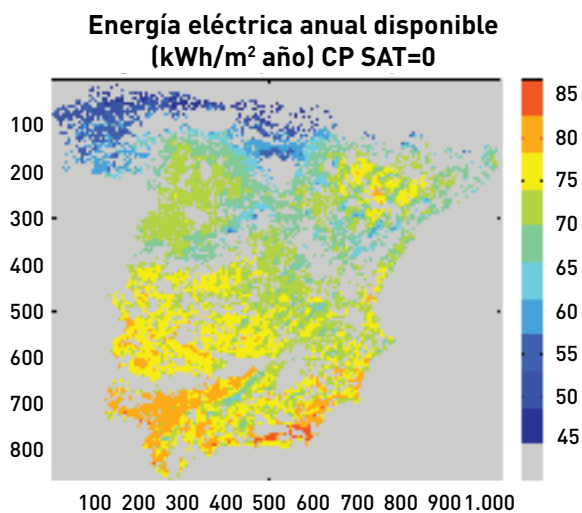


Figura 18. Potencial disponible. Energía eléctrica producida en función de la IDN. Canales parabólicos SAT=0

Energía eléctrica CP0 vs. IDN anual

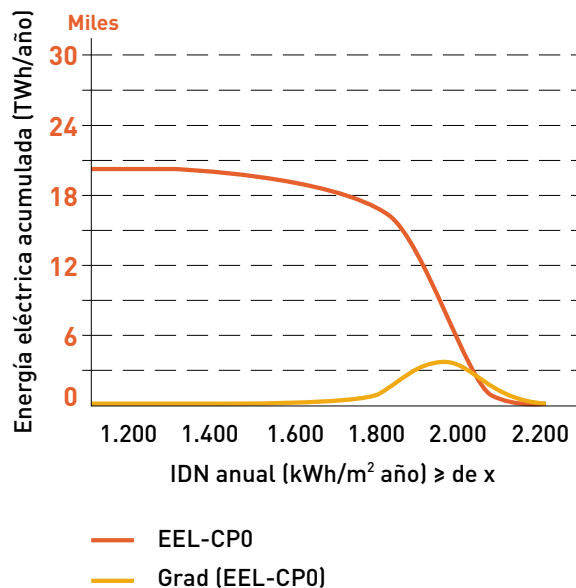


Figura 19. Potencial disponible. Histograma de energía eléctrica anual. Canales parabólicos SAT=0

Energía eléctrica anual disponible CP SAT=0

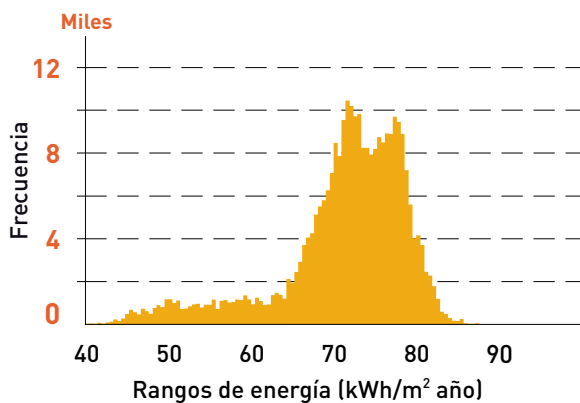


Figura 20. Potencial disponible. Distribución espacial. Canales parabólicos SAT=6

Energía eléctrica anual disponible (kWh/m² año) CP SAT=6

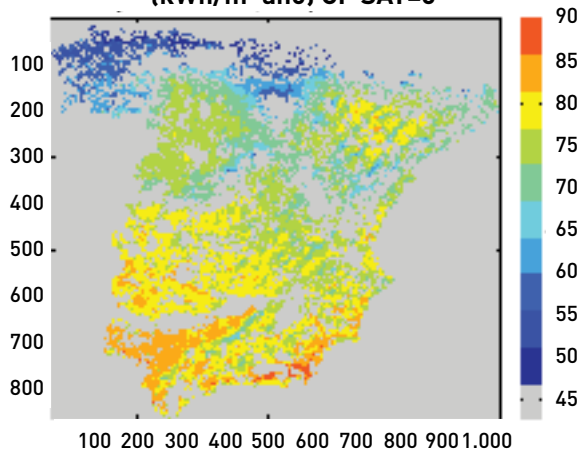
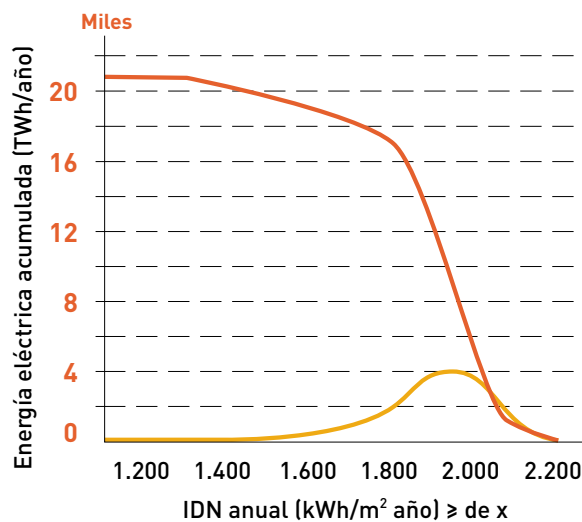


Figura 21. Potencial disponible. Energía eléctrica producida en función de la IDN. Canales parabólicos SAT=6

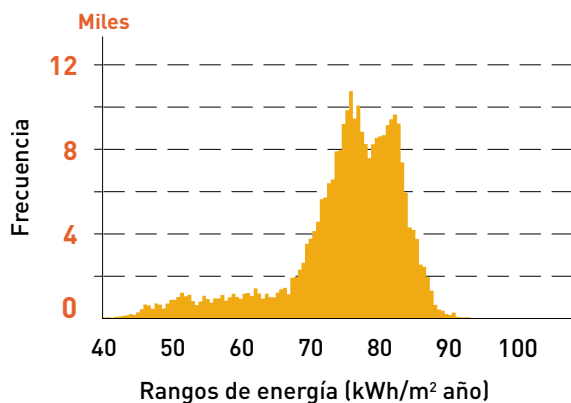
Energía eléctrica CP6 vs. IDN anual



- EEL-CP6
- Grad (EEL-CP6)

Figura 22. Potencial disponible. Histograma de energía eléctrica anual. Canales parabólicos SAT=6

Energía eléctrica anual disponible CP SAT=6



6.2.2 Captadores lineales de Fresnel

Figura 23. Potencial disponible. Distribución espacial. Colectores lineales Fresne

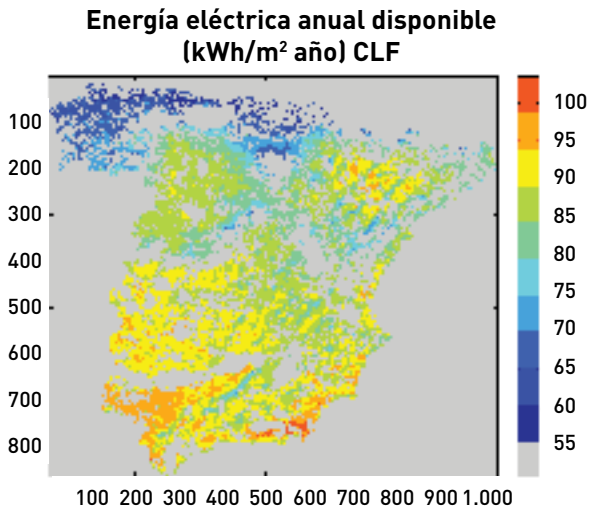


Figura 24. Potencial disponible. Energía eléctrica producida en función de la IDN. Colectores lineales Fresne

Energía eléctrica CLF vs. IDN anual

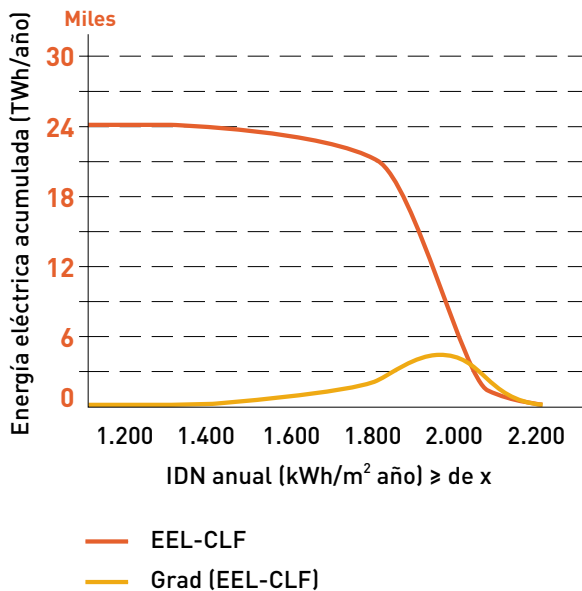
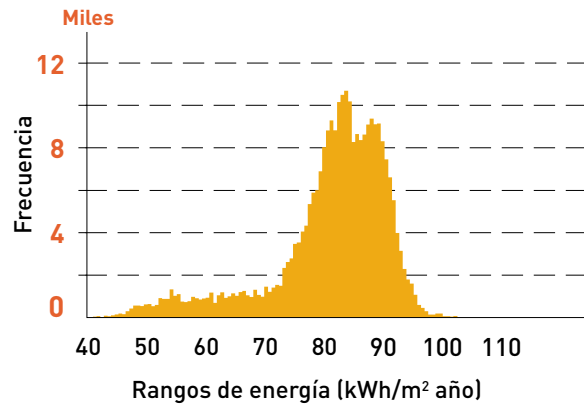


Figura 25. Potencial disponible. Histograma de energía eléctrica anual. Colectores lineales Fresnel

Energía eléctrica anual disponible CLF



6.2.3 Receptor central (RC)

Figura 26. Potencial disponible. Distribución espacial. Centrales de receptor central SAT=0

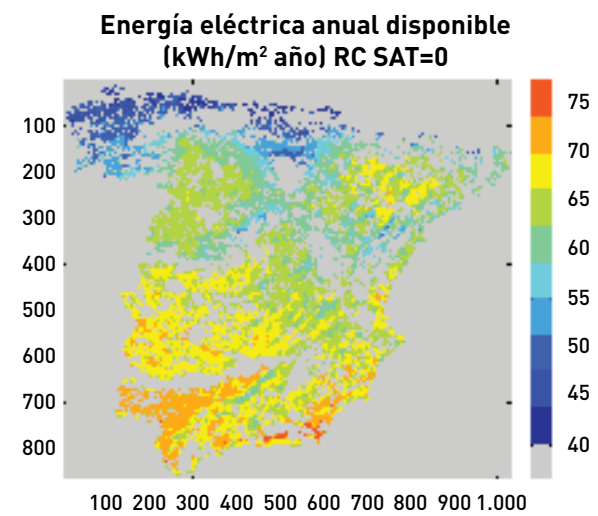


Figura 27. Potencial disponible. Energía eléctrica producida en función de la IDN. Centrales de receptor central SAT=0

Energía eléctrica RC0 vs. IDN anual

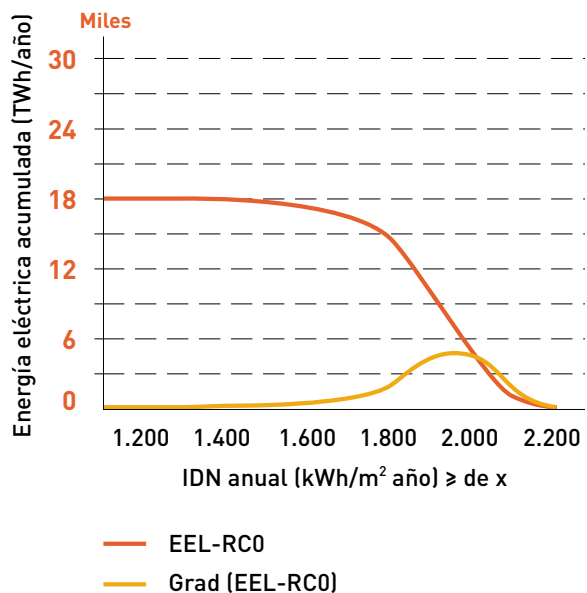


Figura 28. Potencial disponible. Histograma de energía eléctrica anual. Centrales de receptor central SAT=0

Energía eléctrica anual disponible RC SAT=0

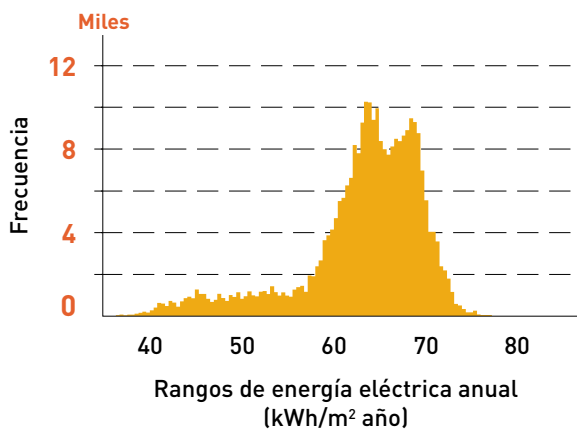


Figura 29. Potencial disponible. Distribución espacial. Centrales de receptor central SAT=6

Energía eléctrica anual disponible (kWh/m² año) RC SAT=6

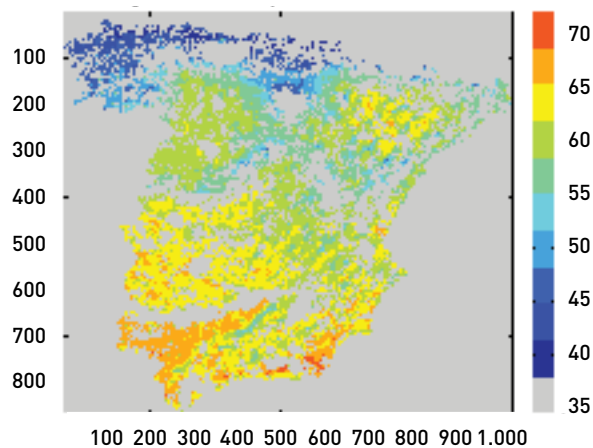


Figura 30. Potencial disponible. Energía eléctrica producida en función de la IDN. Centrales de receptor central SAT=6

Energía eléctrica RC6 vs. IDN anual

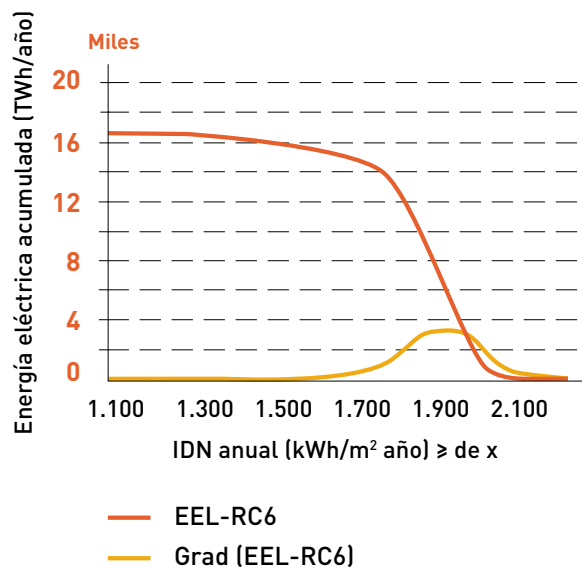


Figura 31. Potencial disponible. Histograma de energía eléctrica anual. Centrales de receptor central SAT=6

Energía eléctrica anual disponible RC SAT=6

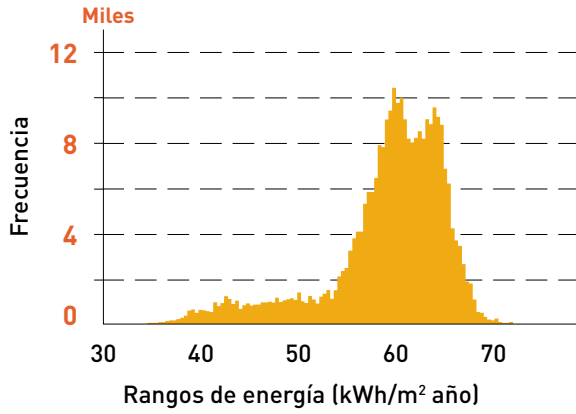
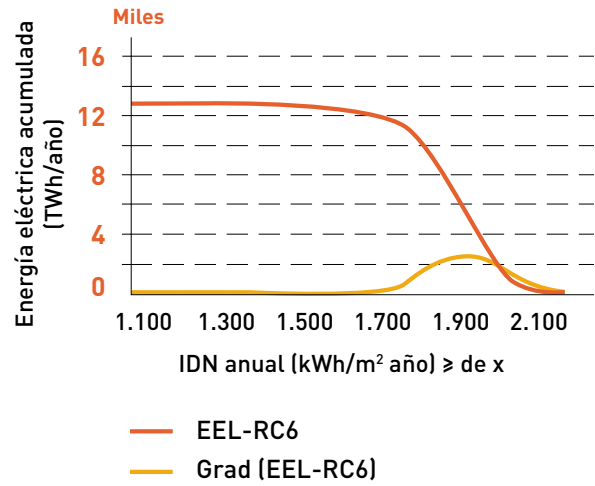


Figura 33. Potencial disponible. Energía eléctrica producida en función de la IDN. Discos parabólicos

Energía eléctrica DP vs. IDN anual



6.2.4 Discos parabólicos

Figura 32. Potencial disponible. Distribución espacial. Discos parabólicos

Energía eléctrica anual disponible (kWh/m² año) DP

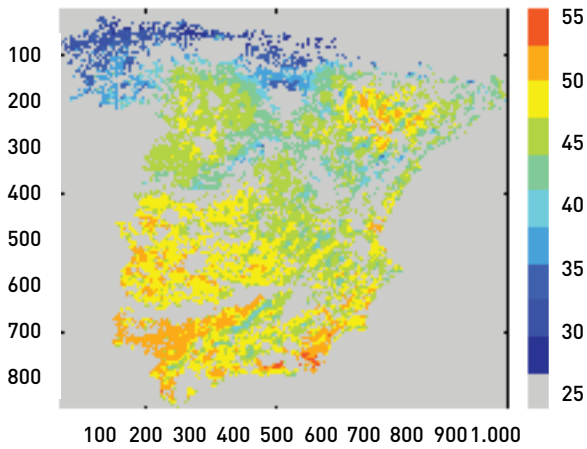
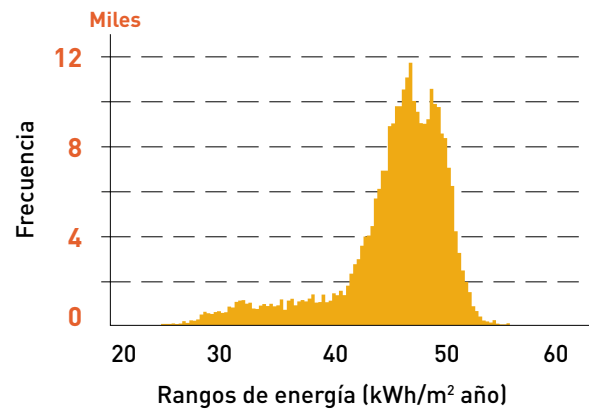


Figura 34. Potencial disponible. Histograma de energía eléctrica anual. Discos parabólicos

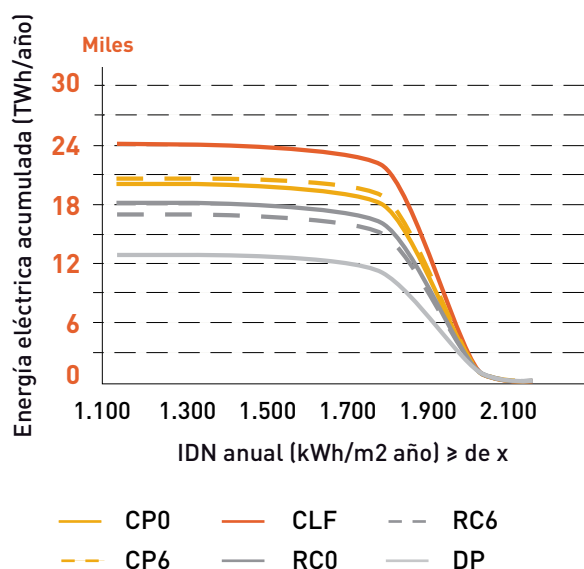
Energía eléctrica anual disponible DP



6.2.5 Resultados disponibles por tecnologías y comunidades autónomas

Figura 35. Funciones de densidad del potencial disponible para todas las tecnologías analizadas

Energía eléctrica todas las tecnologías vs. IDN anual



Es posible observar cómo el valor de la energía eléctrica producida es muy superior al valor de referencia del consumo de energía eléctrica en todo el territorio analizado, que fue de 263 TWh/m² en el año 2008.

A continuación se muestran los resultados de la energía eléctrica disponible acumulada (TWh/año) por comunidades autónomas según la tecnología.

Tabla 5. Energía eléctrica disponible acumulada (TWh/año) por comunidades autónomas de la España peninsular y por tecnología

Comunidades autónomas	Área (km ²)	CCP0D	CCP6D	CLF0D	CRC0D	CRC6D	DPS0D
Andalucía	52.420	4.045	4.216	4.799	3.611	3.364	2.557
Aragón	27.113	1.906	1.992	2.315	1.706	1.599	1.229
Asturias	4.929	245	258	304	221	209	152
Cantabria	1.679	80	84	99	72	68	49
Castilla-La Mancha	52.212	3.799	3.966	4.555	3.396	3.173	2.419
Castilla y León	54.984	3.741	3.912	4.548	3.352	3.142	2.405
Cataluña	13.852	961	1.004	1.168	860	806	619
Extremadura	25.849	1.975	2.059	2.366	1.764	1.647	1.263
Galicia	14.702	795	835	979	717	675	498

(Continuación)

Comunidades autónomas	Área (km ²)	CCP0D	CCP6D	CLF0D	CRC0D	CRC6D	DPS0D
La Rioja	2.590	157	165	192	141	133	100
Madrid	3.505	251	262	303	224	210	161
Murcia	7.570	577	602	687	516	480	366
Navarra	5.585	354	370	433	317	298	227
País Vasco	2.308	118	124	146	106	100	73
Valencia	11.651	857	894	1.027	766	715	546
Totales	280.949	19.867	20.750	23.926	17.777	16.627	12.670

Al objeto de facilitar la comprensión de estos datos se han elaborado una serie de tablas complementarias, de las que se obtienen los datos agregados presentados en la tabla anterior, las cuales se presentan en dos apartados:

- En el apartado 6.5 se facilitan las tablas con los resultados de energía eléctrica disponible acumulada por provincias para las diferentes tecnologías consideradas.
- En el apartado 6.6 se facilitan las correspondientes a los valores de energía eléctrica disponible media por unidad de superficie y año, también por provincias para las diferentes tecnologías consideradas.

6.3 ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL ACCESIBLE

Para la elaboración del potencial accesible se ha seguido el procedimiento descrito en el capítulo de metodología y que pasa por la estimación del LEC de cada una de las tecnologías a través de una expresión simplificada.

Así, mientras el potencial disponible se basa en cálculos de la energía producida con el óptimo técnico, ahora se trata de analizar el óptimo económico, es decir, la energía producida en el territorio disponible con plantas óptimas desde el punto de vista económico. De forma similar que en los apartados anteriores, a continuación se muestran los resultados de implementar las expresiones desarrolladas utilizando como variables de entrada los mapas de radiación y latitud igualmente desarrollados en el contexto de este trabajo.

Es importante resaltar aquí que actualmente el coste del terreno no representa un valor significativo en las plantas termosolares, y el uso del terreno no es actualmente un factor crítico durante el proceso normal de optimización de una planta termosolar. Una vez realizados los cálculos de producción por metro cuadrado de apertura de la planta se ha procedido a calcular la producción por metro cuadrado de terreno teniendo en cuenta las configuraciones de las plantas comerciales actuales. Pero es importante resaltar que en estos valores, la producción eléctrica bruta por metro cuadrado de terreno podría cambiar ostensiblemente si el uso del terreno tuviese una influencia más importante en el coste de las plantas, o si por alguna razón existiesen restricciones del uso del mismo. Así, tecnologías con una alta eficiencia de conversión solar a electricidad como por ejemplo la tecnología de disco Stirling, presenta unos valores relativamente bajos de producción por terreno ocupado, esta tecnología permite una compactación sustancialmente mayor, siendo leve su repercusión en la eficiencia anual del sistema.

En la siguiente tabla se muestran los resultados del análisis del potencial accesible para todas las tecnologías consideradas y aplicado a todo el territorio (columna "energía eléctrica bruta/acumulado" en tabla 6). Además, en la tabla 6 se ha incluido el valor del LEC correspondiente al punto de máximo gradiente de la función de distribución y la suma de esta energía eléctrica en aquellos lugares con LEC inferiores al punto de máximo gradiente de las curvas acumuladas de cada una de las tecnologías.

Tabla 6. Resultados globales del potencial accesible en la España peninsular

	Energía eléctrica bruta (TWh/año)	LEC (€/kWh)	Energía eléctrica bruta (TWh/año)
	Acumulado	Punto de máximo gradiente	LEC<m.g.*
CCP (SAT=0)	16.893	0,18	6.199
CCP (SAT=6)	17.665	0,17	4.037
CLF	16.705	0.15	9.777
CRC (SAT=0)	15.290	0,18	8.026
CRC (SAT=6)	14.299	0,15	2.922
DPS	12.214	0,29	4.553

6.3.1 Canal parabólico (CP)

Figura 36. Distribución espacial del potencial accesible. Canales parabólicos. Sin almacenamiento

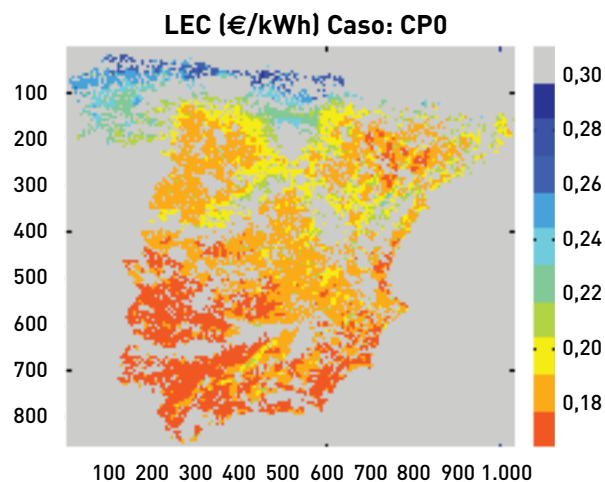


Figura 37. Función de densidad del potencial accesible. Canales parabólicos. Sin almacenamiento

Energía eléctrica caso: CP0 vs. LEC

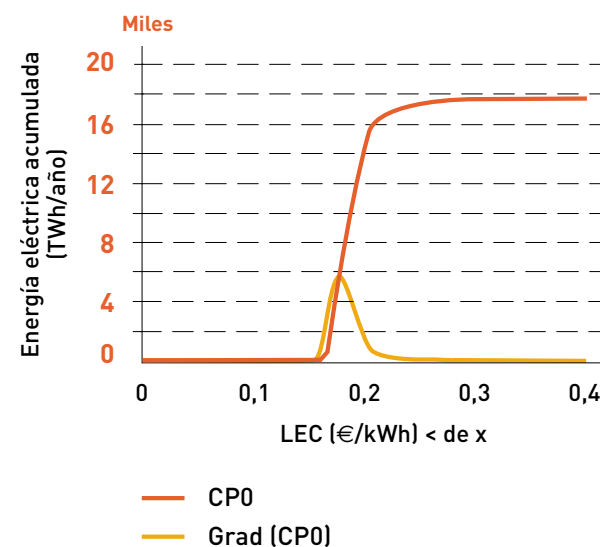


Figura 38. Histograma del potencial accesible. Canales parabólicos. Sin almacenamiento

LEC (€/kWh) caso: CP0

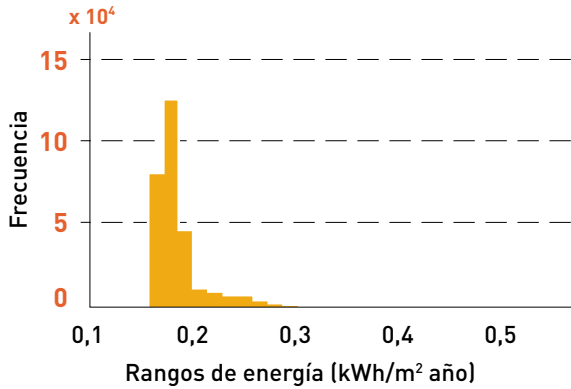


Figura 39. Distribución espacial del potencial accesible. Canales parabólicos. 6 horas de almacenamiento

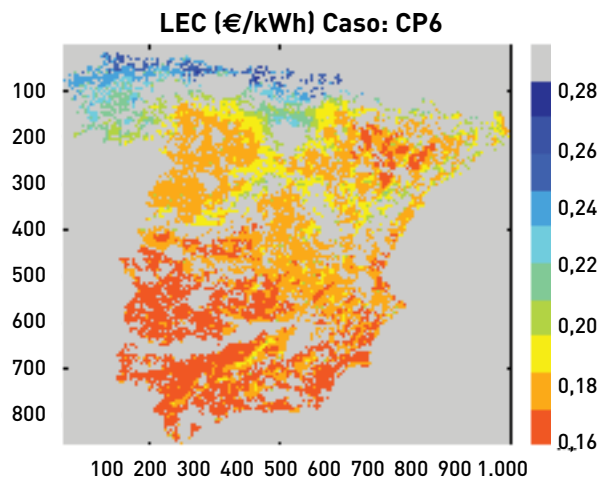


Figura 40. Función de densidad del potencial accesible. Canales parabólicos. 6 horas de almacenamiento

Energía eléctrica caso: CP6 vs. LEC

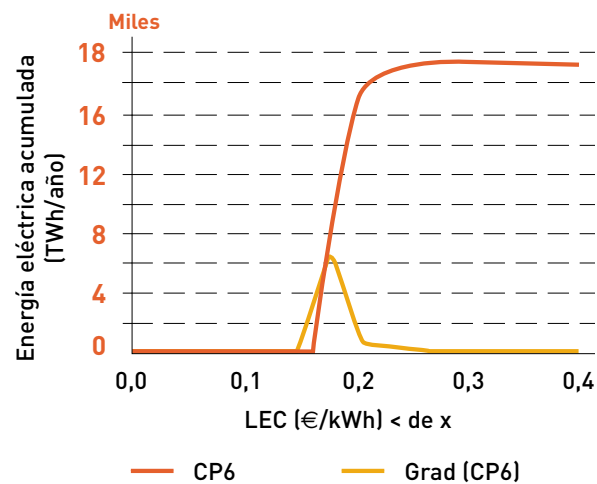
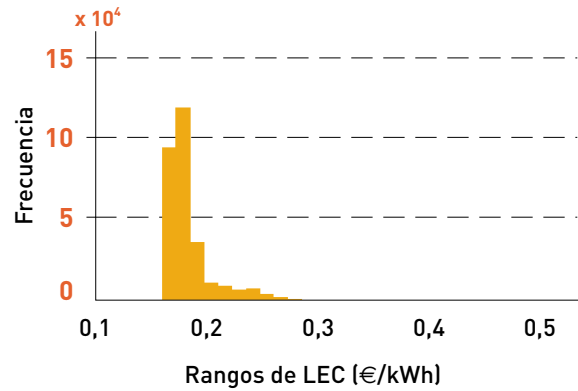


Figura 41. Histograma del potencial accesible. Canales parabólicos. 6 horas de almacenamiento

LEC (€/kWh) caso: CP6



6.3.2 Captadores lineales de Fresnel

Figura 42. Distribución espacial del potencial accesible. Captadores lineales Fresnel

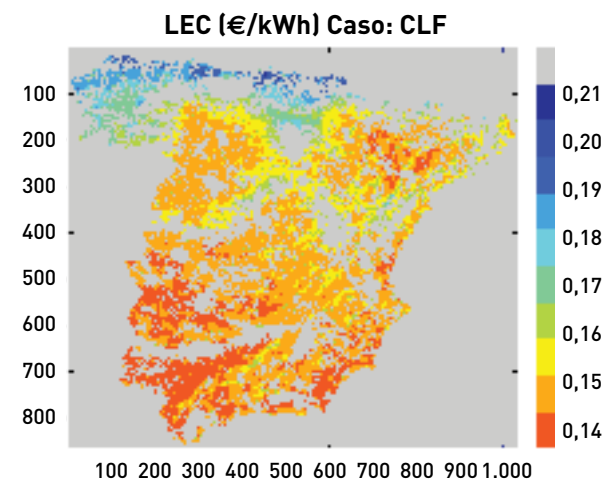


Figura 43. Función de densidad del potencial accesible. Captadores lineales Fresnel

Energía eléctrica caso: CLF vs. LEC

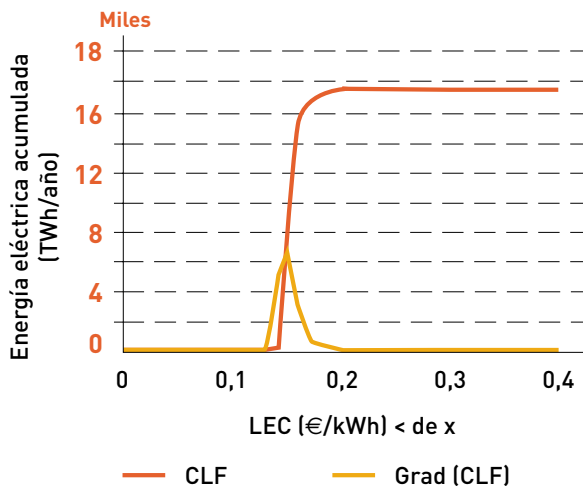
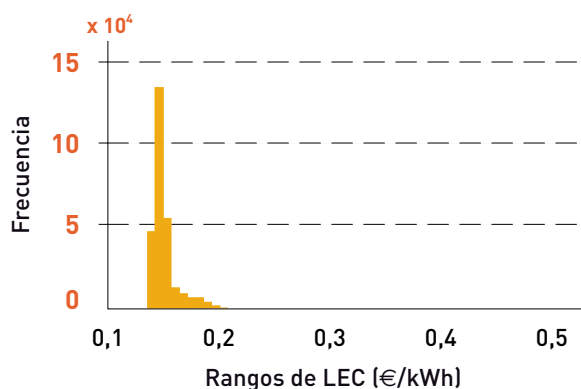


Figura 44. Histograma del potencial accesible. Captadores lineales Fresnel

LEC (€/kWh) caso: CLF



6.3.3 Receptor central

Figura 45. Distribución espacial del potencial accesible. Receptor central. Sin almacenamiento

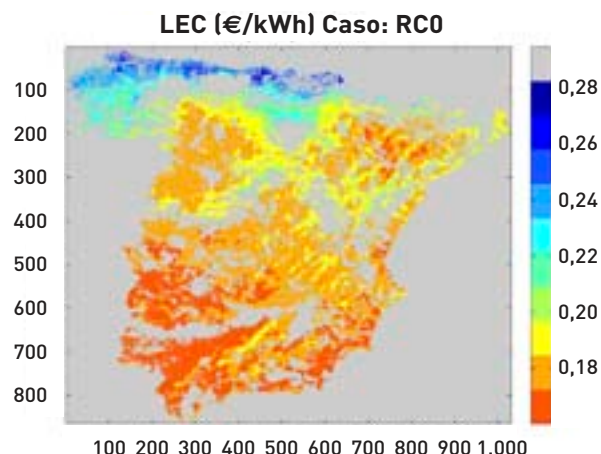


Figura 46. Función de densidad del potencial accesible. Receptor central. Sin almacenamiento

Energía eléctrica caso: RC0 vs. LEC

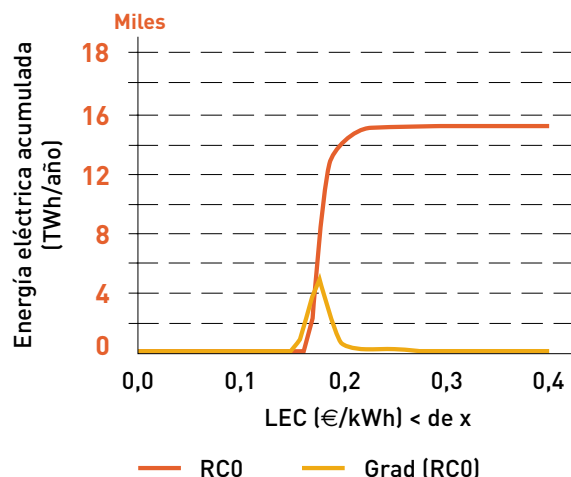


Figura 47. Histograma del potencial accesible. Receptor central. Sin almacenamiento

LEC (€/kWh) caso: RC0

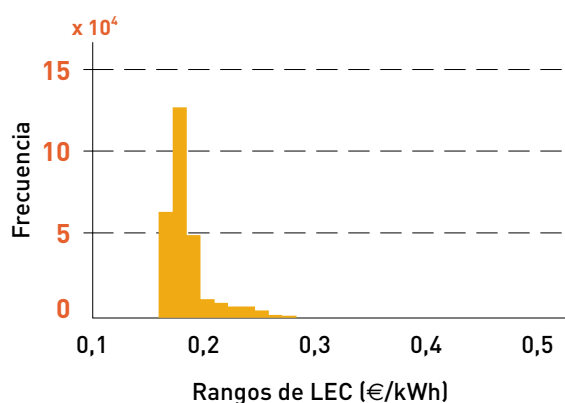


Figura 48. Distribución espacial del potencial accesible. Receptor central. 6 horas de almacenamiento

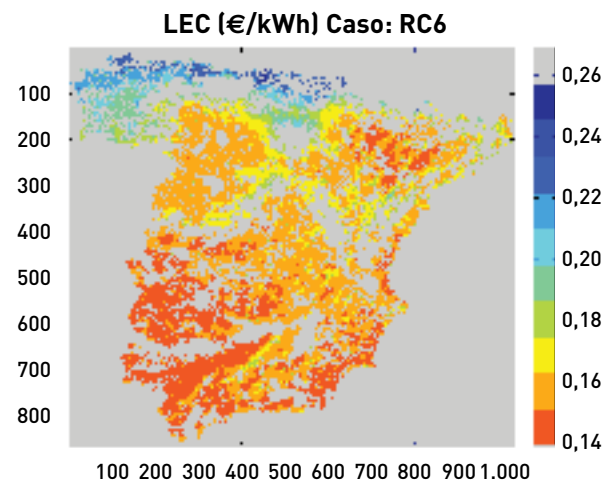
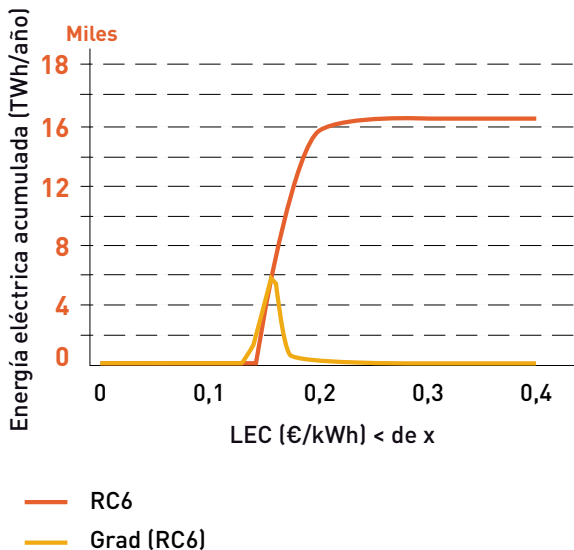


Figura 49. Función de densidad del potencial accesible. Receptor central. 6 horas de almacenamiento

Energía eléctrica caso: RC6 vs. LEC



6.3.4 Discos parabólicos (DP)

Figura 51. Distribución espacial del potencial accesible. Discos parabólicos SES

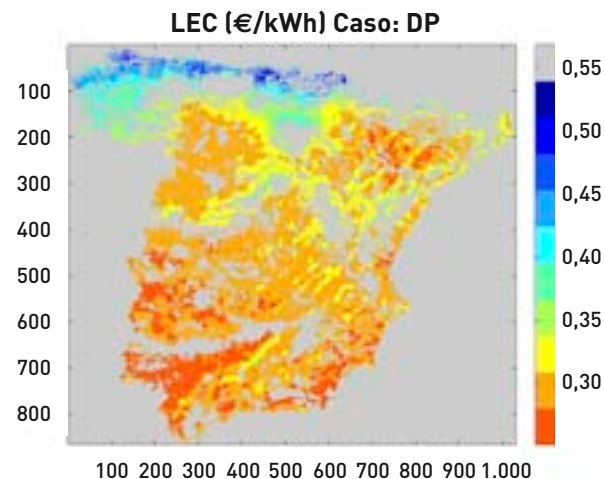


Figura 50. Histograma del potencial accesible. Receptor central. 6 horas de almacenamiento

LEC (€/kWh) caso: RC6

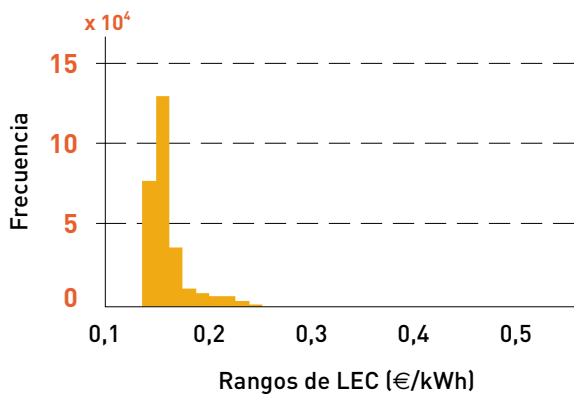


Figura 52. Función de densidad del potencial accesible. Discos parabólicos SES

Energía eléctrica caso: DP vs. LEC

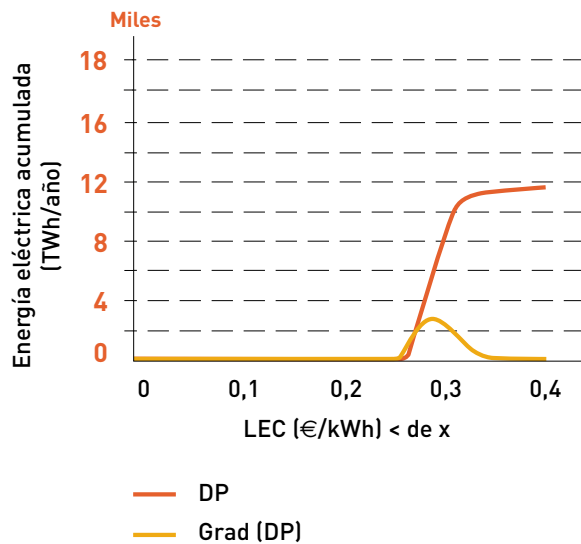


Figura 53. Histograma del potencial accesible. Discos parabólicos SES

LEC (€/kWh) caso: DP

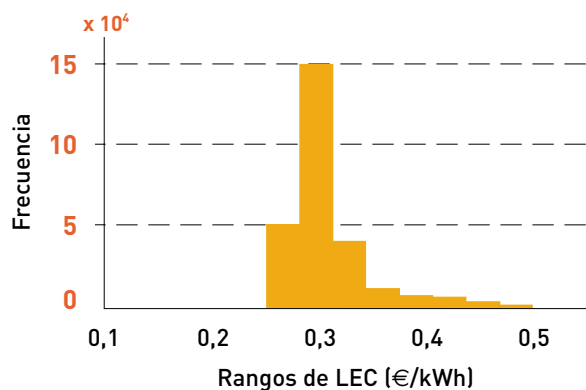
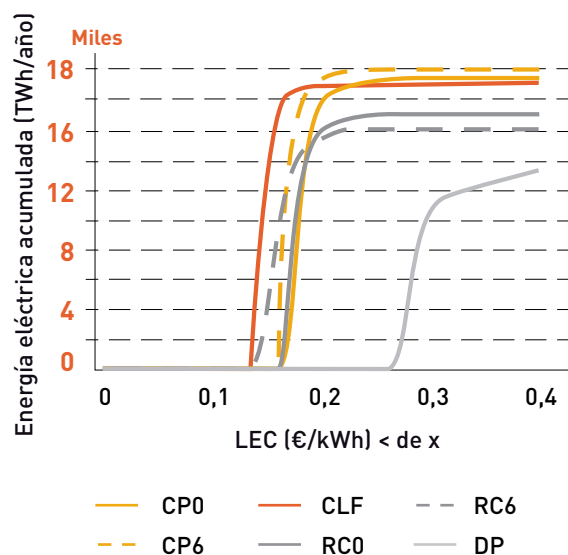


Figura 54. Funciones de densidad del potencial accesible para todas las tecnologías analizadas

Energía eléctrica todas las tecnologías vs. IDN anual



A continuación se muestran los resultados de la energía eléctrica accesible acumulada (TWh/año) por comunidades autónomas según tecnología.

Tabla 7. Energía eléctrica accesible en el óptimo económico acumulada (TWh/año) por comunidades autónomas de la España peninsular y por tecnología

Comunidades autónomas	Área (km ²)	CCP0A(1)	CCP6A(1)	CLF0A(1)	CRC0A(1)	CRC6A(1)	DPS0A(1)
Andalucía	52.420	3.435	3.591	3.358	3.105	2.893	2.465
Aragón	27.113	1.622	1.696	1.615	1.467	1.375	1.184
Asturias	4.929	207	217	210	190	179	146
Cantabria	1.679	67	71	68	62	58	47
Castilla-La Mancha	52.212	3.231	3.379	3.182	2.921	2.729	2.332
Castilla y León	54.984	3.185	3.330	3.171	2.883	2.702	2.318
Cataluña	13.852	818	855	815	740	693	597
Extremadura	25.849	1.678	1.754	1.655	1.517	1.416	1.218
Galicia	14.702	675	707	678	616	580	480
La Rioja	2.590	133	140	133	121	114	96
Madrid	3.505	213	223	211	193	180	155

(Continuación)

Comunidades autónomas	Área (km ²)	CCP0A(1)	CCP6A(1)	CLF0A(1)	CRC0A(1)	CRC6A(1)	DPS0A(1)
Murcia	7.570	490	513	480	443	413	353
Navarra	5.585	301	315	301	273	256	219
País Vasco	2.308	100	105	101	91	86	70
Valencia	11.651	729	762	717	659	615	526
Totales	280.949	16.892	17.664	16.704	15.289	14.299	12.213

El potencial accesible varía entre 16.892,60 TWh/año y 12.213,60 TWh/año dependiendo de las tecnologías, lo que representa entre 64,23 y 46,44 veces el consumo anual de España en el año 2008.

Al objeto de facilitar la comprensión de estos datos se han elaborado una serie de tablas complementarias, de las que se obtienen los datos agregados presentados en la tabla anterior, las cuales se presentan en dos apartados:

- En el apartado 6.5 se facilitan las tablas con los resultados de energía eléctrica accesible en el óptimo económico acumulada por provincias para las diferentes tecnologías consideradas.
- En el apartado 6.6 se facilitan las correspondientes a los valores de energía eléctrica accesible en el óptimo económico media por unidad de superficie y año, también por provincias para las diferentes tecnologías consideradas.

6.4 ESTIMACIONES DEL POTENCIAL EN FUNCIÓN DEL LEC

En este apartado se muestran los resultados en función del LEC. Así, se analiza la cantidad de energía producida con centrales de configuraciones óptimas desde el punto de vista económico, para distintos valores del LEC.

Para la estimación del potencial accesible para el año 2015 y 2020, se consideran de forma genérica dos escenarios:

- El escenario conservador: se asumen unas reducciones del LEC basadas en mantenimiento de las tendencias de evolución actuales.
- El escenario optimista: se asumen unas

reducciones del LEC basadas en la superación de las barreras de cada tecnología; por ello se esperan evoluciones más favorables.

Tabla 8. Estimación potencial accesible en 2015 y 2020 considerando escenario conservador

Escenario conservador	2015 (% de reducción)	2020 (% de reducción)
Fresnel	7	15
Canales parabólicos	11	15
Centrales de torre	20	22
Discos parabólicos	34	39

Tabla 9. Estimación potencial accesible en 2015 y 2020 considerando escenario optimista

Escenario optimista	2015 (% de reducción)	2020 (% de reducción)
Fresnel	13	24
Canales parabólicos	18	24
Centrales de torre	30	32
Discos parabólicos	38	52

A continuación se muestran los resultados de la aplicación de estos escenarios de reducción de costes a las distribuciones espaciales consideradas en los resultados expuesto en el apartado anterior.

A partir de los resultados de potencial accesible para las distintas tecnologías y teniendo en cuenta el LEC,

se pueden determinar los valores de este parámetro correspondientes al máximo gradiente de la función de distribución del potencial. Estos resultados se muestran en la Tabla 5.

Tabla 10. Valores de LEC donde el gradiente de crecimiento de la energía eléctrica es máximo

Puntos de máximo gradiente en la evolución del LEC					
Tecnología	2010	Escenario 2015		Escenario 2020	
	Estimada	Pesimista	Optimista	Pesimista	Optimista
CP(SAT=0)	0,18	0,16	0,15	0,15	0,14
CP(SAT=6)	0,17	0,16	0,14	0,15	0,13
CF	0,15	0,14	0,13	0,13	0,11
RC(SAT=0)	0,18	0,14	0,12	0,14	0,12
RC(SAT=6)	0,15	0,12	0,11	0,12	0,11
DP	0,29	0,19	0,18	0,18	0,14

Teniendo en cuenta estos valores, es posible determinar la suma de la energía eléctrica correspondiente a los LEC inferiores a los mostrados en la Tabla 11.

Tabla 11. Suma de energía eléctrica correspondiente a los LEC inferiores a los mostrados en la Tabla anterior

Energía eléctrica bruta (TWh/año)						
Tecnología	2010	2010	Escenario 2015		Escenario 2020	
	Accesible	Accesible	Pesimista	Optimista	Pesimista	Optimista
	Todos	LEC<m.g.*	LEC<m.g.*	LEC<m.g.*	LEC<m.g.*	LEC<m.g.*
CP(SAT=0)	16.893	6.199	6.373	8.115	4.171	8.898
CP(SAT=6)	17.665	4.037	11.430	5.128	9.124	5.384
CF	16.705	9.777	10.855	9.699	12.703	4.218
RC(SAT=0)	15.290	8.026	5.426	2.998	8.019	6.282
RC(SAT=6)	14.299	2.922	3.321	8.175	5.957	10.514
DP	12.214	4.553	3.951	4.514	5.616	4.807

* m.g.=máximo gradiente en cada caso.

Tabla 12. Valores aproximados de la capacidad instalada equivalente por tecnología para cubrir el potencial accesible 2010

Tecnología	LEC (€/kWh) punto de máximo gradiente	Potencial accesible (TWh) (LEC < m.g.)	Total terreno potencial accesible (km ²)	Potencia nominal por planta de referencia (MW)	Terreno ocupado por planta de referencia (km ²)	Número de plantas para cubrir el potencial accesible	Total (GW)
CP(SAT=0)	0,18	6.199	94.134	50	1,41	66.732	3.336
CP(SAT=6)	0,17	4.037	57.827	50	2,26	25.621	1.281
CF	0,15	9.777	154.012	30	0,84	183.375	5.501
RC(SAT=0)	0,18	8.026	137.005	50	1,47	93.054	4.652
RC(SAT=6)	0,15	2.992	51.824	50	2,78	18.613	930
DP	0,29	4.453	95.521	10	0,32	295.149	2.951

Tabla 13. Suma de energía eléctrica correspondiente a los LEC inferiores a los indicados en cada columna

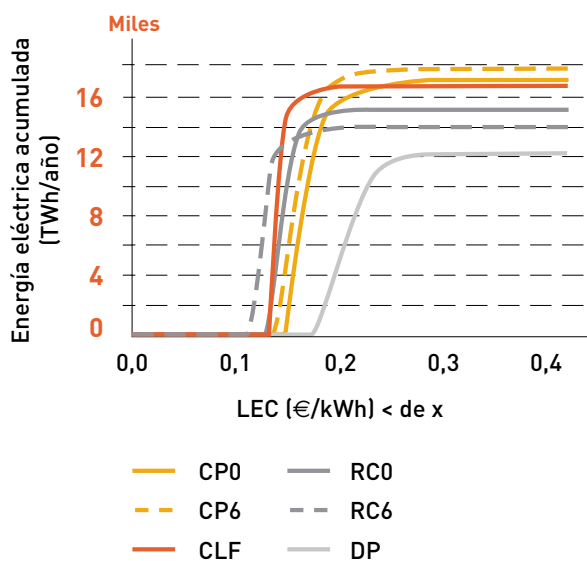
Tecnología	Potencial accesible (TWh)	Potencial accesible (TWh)	Potencial accesible (TWh)	Potencial accesible (TWh)
	(LEC < 0,15)	(LEC < 0,16)	(LEC < 0,17)	(LEC < 0,18)
CP(SAT=0)	0	0	446	6.199
CP(SAT=6)	0	2	4.037	11.099
CF	9.777	14.344	15.121	15.614
RC(SAT=0)	0	0	1.676	8.026
RC(SAT=6)	2.992	94.12	12.037	12.684
DP	0	0	0	0

6.4.1 Estimación del potencial en 2015

Escenario conservador

Figura 55. Estimación potencial para 2015 para todas las tecnologías vs. LEC considerando escenario conservador

Energía eléctrica todas las tecnologías vs. LEC

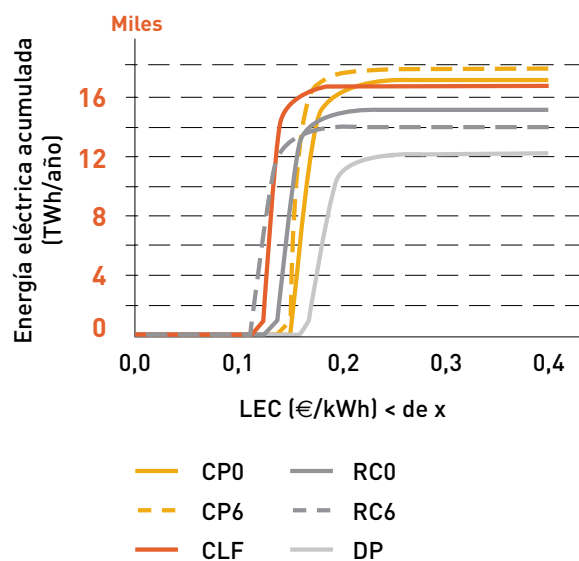


6.4.2 Estimación del potencial en 2020

Escenario conservador

Figura 57. Estimación potencial para 2020 todas las tecnologías vs. LEC considerando escenario conservador

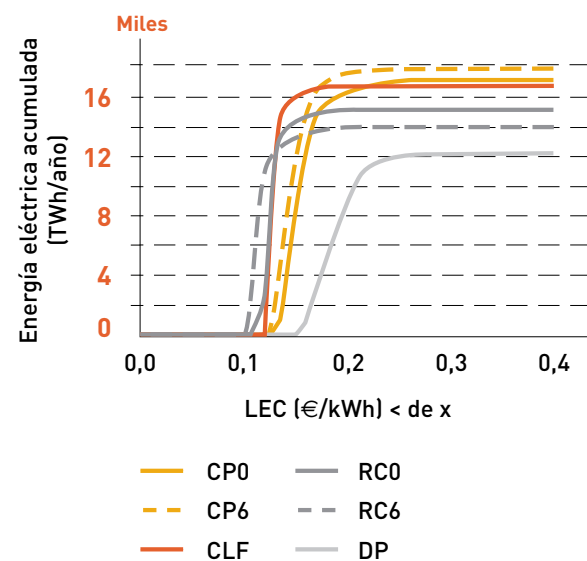
Energía eléctrica todas las tecnologías vs. LEC



Escenario optimista

Figura 56. Estimación potencial para 2015 todas las tecnologías vs. LEC considerando escenario optimista

Energía eléctrica todas las tecnologías vs. LEC



Escenario optimista

Figura 58. Estimación potencial para 2020 todas las tecnologías vs. LEC considerando escenario optimista

Energía eléctrica todas las tecnologías vs. LEC

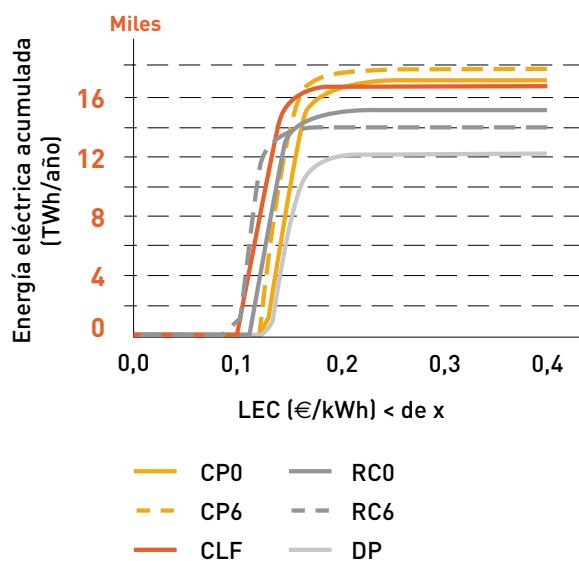


Tabla 14. Energía eléctrica accesible con LEC inferior al correspondiente punto de máximo gradiente acumulada (TWh/año) por comunidades autónomas de la España peninsular y por tecnología

Comunidades autónomas	Área (km ²)	CCP0A(2)	CCP6A(2)	CLF0A(2)	CRC0A(2)	CRC6A(2)	DPS0A(2)
Andalucía	52.420	2.769,72	2.296,32	3.026,25	2.817,55	1.491,30	1.835,52
Aragón	27.113	288,08	118,20	791,57	553,57	200,51	337,18
Asturias	4.929	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cantabria	1.679	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Castilla-La Mancha	52.212	988,30	279,12	2.016,44	1.717,90	214,09	725,99
Castilla y León	54.984	1,53	0,00	926,49	361,98	0,00	38,14
Cataluña	13.852	89,21	20,31	269,61	152,38	64,26	93,78
Extremadura	25.849	1.415,53	921,38	1.632,06	1.475,19	674,80	1.056,21
Galicia	14.702	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
La Rioja	2.590	0,00	0,00	0,91	0,00	0,00	0,00
Madrid	3.505	24,63	0,69	138,91	98,19	1,43	31,14
Murcia	7.570	338,12	258,00	435,58	403,29	166,11	225,65
Navarra	5.585	0,00	0,00	21,75	7,55	0,00	2,10
País Vasco	2.308	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Valencia	11.651	283,93	143,59	517,97	438,98	110,04	207,68
Totales	280.949	6.199,06	4.037,61	9.777,55	8.026,55	2.922,53	4.553,40

Al objeto de facilitar la comprensión de estos datos se han elaborado una serie de tablas complementarias, de las que se obtienen los datos agregados presentados en la tabla anterior, las cuales se presentan en dos apartados:

- En el apartado 6.5 se facilitan las tablas con los resultados de energía eléctrica accesible con LEC inferior al correspondiente punto de máximo

gradiente acumulada por provincias para las diferentes tecnologías consideradas.

- En el apartado 6.6 se facilitan las correspondientes a los valores de energía eléctrica accesible con LEC inferior al correspondiente punto de máximo gradiente media por unidad de superficie y año, también por provincias para las diferentes tecnologías consideradas.

6.5 RESULTADOS ENERGÍA ELÉCTRICA ACUMULADA POR PROVINCIAS

Tabla 15. Energía eléctrica total acumulada (TWh/año) por provincias según tecnología

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0T	CCP6T	CLF0T	CRC0T	CRC6T	DPS0T
Almería	8.850	702,43	731,64	833,57	626,70	583,75	445,28
Cádiz	7.325	566,00	589,96	667,92	505,25	470,15	355,42
Córdoba	13.825	1.061,54	1.106,66	1.263,29	947,80	883,48	673,48
Granada	12.600	954,52	995,43	1.130,56	852,65	793,93	601,03
Huelva	10.075	794,93	828,14	944,98	709,35	661,03	504,89
Jaén	13.575	1.009,92	1.053,68	1.200,62	902,35	841,70	637,70
Málaga	7.325	567,07	591,05	670,23	506,05	471,33	356,92
Sevilla	13.950	1.102,22	1.148,21	1.309,23	983,53	916,23	699,44
Andalucía	87.525	6.758,63	7.044,77	8.020,40	6.033,68	5.621,58	4.274,15
Huesca	15.675	1.087,15	1.136,07	1.326,59	973,55	913,20	703,71
Teruel	14.825	1.004,32	1.050,26	1.212,04	899,68	842,45	639,29
Zaragoza	17.300	1.227,41	1.282,11	1.491,35	1.098,40	1.029,25	793,00
Aragón	47.800	3.318,88	3.468,44	4.029,98	2.971,63	2.784,90	2.135,99
Asturias	10.575	533,47	561,45	662,06	481,90	454,80	332,26
Asturias	10.575	533,47	561,45	662,06	481,90	454,80	332,26
Cantabria	5.250	259,25	272,95	321,92	234,08	220,90	160,58
Cantabria	5.250	259,25	272,95	321,92	234,08	220,90	160,58
Albacete	14.875	1.082,32	1.129,88	1.292,10	967,88	903,15	685,58
Ciudad Real	19.750	1.481,84	1.545,77	1.771,92	1.323,78	1.235,98	943,84
Cuenca	16.950	1.194,31	1.247,77	1.434,61	1.068,50	999,35	759,64
Guadalajara	12.225	835,01	873,05	1.008,71	747,93	700,43	532,89
Toledo	15.375	1.131,85	1.181,25	1.360,00	1.011,90	945,53	723,97

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0T	CCP6T	CLF0T	CRC0T	CRC6T	DPS0T
Castilla-La Mancha	79.175	5.725,32	5.977,71	6.867,33	5.119,98	4.784,43	3.645,93
Ávila	8.025	552,27	577,32	666,11	494,43	462,90	352,09
Burgos	14.300	870,40	912,37	1.064,50	782,23	734,63	553,95
León	15.850	1.014,69	1.062,42	1.241,91	910,95	855,55	652,15
Palencia	8.075	542,79	567,71	662,69	486,48	456,68	350,42
Salamanca	12.150	859,11	897,51	1.038,07	769,23	719,98	550,99
Segovia	6.900	453,95	475,04	549,72	407,10	381,45	289,03
Soria	10.175	685,69	717,16	832,77	614,48	576,18	439,88
Valladolid	8.050	573,90	599,43	697,21	513,63	481,15	371,06
Zamora	10.350	725,08	757,63	881,43	649,33	608,45	468,06
Castilla y León	93.875	6.277,86	6.566,57	7.634,40	5.627,83	5.276,95	4.027,62
Barcelona	7.700	521,96	545,84	634,38	467,78	438,70	335,46
Girona	5.950	384,02	402,04	468,20	344,58	323,30	245,99
Lleida	12.225	846,38	884,57	1.031,28	758,13	710,98	546,99
Tarragona	6.200	423,02	442,30	511,97	378,90	355,25	270,58
Cataluña	32.075	2.175,37	2.274,75	2.645,82	1.949,38	1.828,23	1.399,01
Badajoz	21.650	1.672,36	1.743,21	1.999,34	1.493,18	1.393,55	1.068,01
Cáceres	19.900	1.488,40	1.552,73	1.788,42	1.330,05	1.243,00	953,61
Extremadura	41.550	3.160,76	3.295,94	3.787,76	2.823,23	2.636,55	2.021,61
A Coruña	7.925	400,62	421,65	496,33	361,90	341,28	249,13
Lugo	9.725	509,01	535,31	628,89	459,28	432,93	318,07
Ourense	7.200	421,55	442,31	515,16	379,35	356,30	266,23
Pontevedra	4.250	237,08	249,02	290,72	213,70	200,83	148,90
Galicia	29.100	1.568,26	1.648,29	1.931,10	1.414,23	1.331,33	982,34
La Rioja	5.100	304,34	319,18	372,03	273,78	257,23	192,92

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0T	CCP6T	CLF0T	CRC0T	CRC6T	DPS0T
La Rioja	5.100	304,34	319,18	372,03	273,78	257,23	192,92
Madrid	8.050	576,21	601,76	695,10	515,43	482,18	369,22
Madrid	8.050	576,21	601,76	695,10	515,43	482,18	369,22
Murcia	11.300	862,58	899,38	1.026,39	770,55	717,90	546,84
Murcia	11.300	862,58	899,38	1.026,39	770,55	717,90	546,84
Navarra	10.375	623,70	653,85	765,10	560,70	526,85	397,27
Navarra	10.375	623,70	653,85	765,10	560,70	526,85	397,27
Álava	3.025	161,45	169,73	199,01	145,60	137,28	101,05
Guipúzcoa	1.975	90,50	95,44	112,85	81,98	77,28	55,16
Vizcaya	2.250	104,39	110,05	130,16	94,53	89,10	63,88
País Vasco	7.250	356,34	375,22	442,01	322,10	303,65	220,10
Alicante	5.825	434,76	453,56	518,39	388,53	362,48	275,70
Castellón	6.650	469,43	490,42	565,21	420,10	393,10	299,55
Valencia	10.825	797,75	832,54	956,08	713,28	665,73	508,61
Valencia	23.300	1.701,94	1.776,52	2.039,68	1.521,90	1.421,30	1.083,86
Totales	492.300	34.202,88	35.736,76	41.241,06	30.620,35	28.648,75	21.789,69

Tabla 16. Energía eléctrica disponible acumulada (TWh/año) por provincias según tecnología

Provincia/CCAA	ÁREA (km ²)	CCP0D	CCP6D	CLF0D	CRC0D	CRC6D	DPS0D
Almería	5.226	413,27	430,44	490,38	368,71	343,52	261,82
Cádiz	4.011	311,52	324,63	367,80	278,00	258,76	195,78
Córdoba	9.237	707,43	737,62	841,63	631,68	588,88	448,60
Granada	8.215	622,06	648,47	736,71	555,49	517,27	391,64
Huelva	3.492	277,87	289,52	330,33	247,99	230,97	176,63
Jaén	7.646	566,34	590,72	672,71	505,91	471,91	357,03

(Continuación)

Provincia/CCAA	ÁREA (km ²)	CCP0D	CCP6D	CLF0D	CRC0D	CRC6D	DPS0D
Málaga	4.638	360,12	375,46	425,92	321,39	299,33	227,03
Sevilla	9.955	786,61	819,72	934,06	702,06	653,79	499,05
Andalucía	52.420	4.045,21	4.216,57	4.799,55	3.611,23	3.364,43	2.557,58
Huesca	7.782	560,49	585,35	683,47	501,51	470,22	364,08
Teruel	8.054	547,56	572,65	661,22	490,42	459,32	349,22
Zaragoza	11.277	798,85	834,70	970,32	714,64	669,78	516,06
Aragón	27.113	1.906,90	1.992,70	2.315,00	1.706,56	1.599,32	1.229,36
Asturias	4.929	245,22	258,13	304,49	221,60	209,18	152,44
Asturias	4.929	245,22	258,13	304,49	221,60	209,18	152,44
Cantabria	1.679	80,14	84,39	99,77	72,43	68,41	49,31
Cantabria	1.679	80,14	84,39	99,77	72,43	68,41	49,31
Albacete	10.244	745,65	778,52	890,60	666,76	622,09	472,49
Ciudad Real	14.827	1.111,66	1.159,19	1.329,10	992,86	927,05	707,51
Cuenca	10.488	743,80	776,98	893,04	665,23	622,09	473,19
Guadalajara	6.304	438,05	457,77	528,93	392,10	367,10	280,08
Toledo	10.349	760,76	793,86	914,20	680,00	635,53	486,32
Castilla-La Mancha	52.212	3.799,92	3.966,31	4.555,86	3.396,94	3.173,85	2.419,58
Ávila	4.082	280,72	293,47	338,89	251,47	235,33	179,29
Burgos	9.105	568,61	595,62	694,90	510,72	479,31	363,06
León	6.873	463,24	484,32	565,83	415,32	389,62	299,39
Palencia	5.325	363,75	380,49	444,13	325,95	305,88	235,33
Salamanca	8.204	583,20	609,09	704,49	522,03	488,58	374,45
Segovia	3.926	259,80	271,80	314,72	232,84	218,26	165,57
Soria	5.879	399,59	417,87	485,19	358,06	335,82	256,65

(Continuación)

Provincia/CCAA	ÁREA (km ²)	CCP0D	CCP6D	CLF0D	CRC0D	CRC6D	DPS0D
Valladolid	5.654	401,95	419,64	488,37	359,80	337,03	259,66
Zamora	5.936	420,93	439,85	511,68	376,78	353,05	272,06
Castilla y León	54.984	3.741,79	3.912,14	4.548,18	3.352,96	3.142,88	2.405,47
Barcelona	2.777	189,86	198,47	230,86	170,13	159,56	122,23
Girona	1.865	123,97	129,63	151,07	111,15	104,24	79,76
Lleida	5.898	420,08	438,65	510,95	375,86	352,22	271,97
Tarragona	3.312	227,42	237,80	275,33	203,72	190,90	145,58
Cataluña	13.852	961,32	1.004,56	1.168,20	860,86	806,92	619,54
Badajoz	14.676	1.134,31	1.182,36	1.355,42	1.012,54	945,04	724,23
Cáceres	11.173	841,07	877,61	1.010,92	751,65	702,47	539,47
Extremadura	25.849	1.975,38	2.059,97	2.366,34	1.764,19	1.647,51	1.263,70
A Coruña	3.677	185,60	195,40	229,91	167,73	158,16	115,32
Lugo	5.395	285,02	299,57	351,94	257,11	242,41	178,41
Ourense	3.592	211,89	222,32	259,12	190,77	179,16	134,19
Pontevedra	2.038	112,79	118,58	138,40	101,76	95,64	70,82
Galicia	14.702	795,30	835,87	979,37	717,37	675,36	498,74
La Rioja	2.590	157,48	165,03	192,44	141,55	133,01	100,23
La Rioja	2.590	157,48	165,03	192,44	141,55	133,01	100,23
Madrid	3.505	251,21	262,36	303,04	224,70	210,28	161,17
Madrid	3.505	251,21	262,36	303,04	224,70	210,28	161,17
Murcia	7.570	577,74	602,49	687,45	516,11	480,98	366,19
Murcia	7.570	577,74	602,49	687,45	516,11	480,98	366,19
Navarra	5.585	354,01	370,71	433,53	317,97	298,53	227,20
Navarra	5.585	354,01	370,71	433,53	317,97	298,53	227,20

[Continuación]

Provincia/CCAA	ÁREA (km ²)	CCP0D	CCP6D	CLF0D	CRC0D	CRC6D	DPS0D
Álava	1.460	78,98	83,07	97,27	71,19	67,16	49,57
Guipúzcoa	387	17,75	18,75	22,15	16,08	15,17	10,83
Vizcaya	461	21,50	22,67	26,82	19,46	18,39	13,21
País Vasco	2.308	118,23	124,48	146,23	106,72	100,72	73,60
Alicante	3.589	268,61	280,12	320,34	240,05	223,91	170,39
Castellón	2.914	208,72	217,92	251,41	186,73	174,72	133,52
Valencia	5.148	380,21	396,60	455,60	339,86	317,20	242,49
Valencia	11.651	857,55	894,64	1.027,34	766,63	715,83	546,40
Totales	280.949	19.867,39	20.750,35	23.926,79	17.777,81	16.627,19	12.670,52

Tabla 17. Energía eléctrica accesible en el óptimo económico acumulada (TWh/año) por provincias según tecnología

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0A(1)	CCP6A(1)	CLF0A(1)	CRC0A(1)	CRC6A(1)	DPS0A(1)
Almería	5.226	350,67	366,61	343,53	317,17	295,39	252,48
Cádiz	4.011	264,49	276,52	257,43	239,08	222,52	188,82
Córdoba	9.237	601,04	628,38	588,92	543,29	506,49	432,42
Granada	8.215	528,51	552,57	515,16	477,68	445,00	377,51
Huelva	3.492	235,80	246,52	231,49	213,26	198,68	170,31
Jaén	7.646	481,38	503,31	470,03	435,12	405,68	344,09
Málaga	4.638	305,89	319,80	298,12	276,48	257,41	218,77
Sevilla	9.955	667,64	697,99	654,21	603,73	562,36	480,96
Andalucía	52.420	3.435,41	3.591,71	3.358,88	3.105,80	2.893,53	2.465,37
Huesca	7.782	476,81	498,57	477,43	431,39	404,36	351,03
Teruel	8.054	466,09	487,43	460,95	421,82	394,94	336,40
Zaragoza	11.277	679,60	710,63	677,61	614,77	576,05	497,30
Aragón	27.113	1.622,51	1.696,62	1.615,99	1.467,98	1.375,36	1.184,74

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0A(1)	CCP6A(1)	CLF0A(1)	CRC0A(1)	CRC6A(1)	DPS0A(1)
Asturias	4.929	207,77	217,56	210,49	190,55	179,80	146,91
Asturias	4.929	207,77	217,56	210,49	190,55	179,80	146,91
Cantabria	1.679	67,80	71,01	68,85	62,31	58,82	47,54
Cantabria	1.679	67,80	71,01	68,85	62,31	58,82	47,54
Albacete	10.244	634,23	663,14	621,98	573,24	535,17	455,53
Ciudad Real	14.827	944,87	987,89	929,30	854,00	797,18	682,35
Cuenca	10.488	633,01	661,90	623,29	572,34	535,03	456,13
Guadalajara	6.304	372,80	389,84	368,98	337,20	315,67	269,98
Toledo	10.349	647,00	676,47	638,78	584,84	546,58	468,95
Castilla-La Mancha	52.212	3.231,91	3.379,24	3.182,34	2.921,61	2.729,61	2.332,93
Ávila	4.082	239,07	250,00	236,27	216,27	202,44	172,65
Burgos	9.105	483,89	506,18	483,20	439,18	412,43	349,99
León	6.873	394,22	412,27	394,52	356,97	335,04	288,61
Palencia	5.325	309,82	323,99	309,67	280,42	263,08	226,83
Salamanca	8.204	496,32	518,97	492,12	448,78	420,08	360,91
Segovia	3.926	221,19	231,33	219,18	200,30	187,70	159,65
Soria	5.879	340,36	355,93	338,43	308,03	288,72	247,46
Valladolid	5.654	342,06	357,67	341,02	309,34	289,86	250,46
Zamora	5.936	358,26	374,61	357,23	324,03	303,64	262,28
Castilla y León	54.984	3.185,18	3.330,95	3.171,65	2.883,31	2.702,99	2.318,84
Barcelona	2.777	161,71	169,11	161,00	146,33	137,18	117,83
Girona	1.865	105,54	110,38	105,28	95,58	89,68	76,86
Lleida	5.898	357,28	373,59	356,92	323,22	302,93	262,15
Tarragona	3.312	193,60	202,45	191,93	175,17	164,06	140,33
Cataluña	13.852	818,13	855,52	815,13	740,30	693,85	597,17

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0A(1)	CCP6A(1)	CLF0A(1)	CRC0A(1)	CRC6A(1)	DPS0A(1)
Badajoz	14.676	963,41	1.007,23	948,83	870,89	812,54	697,97
Cáceres	11.173	715,20	747,76	707,15	646,50	604,03	520,05
Extremadura	25.849	1.678,61	1.754,99	1.655,99	1.517,39	1.416,56	1.218,02
A Coruña	3.677	157,37	164,77	158,92	144,21	135,98	111,21
Lugo	5.395	241,91	253,22	243,55	221,14	208,34	171,96
Ourense	3.592	180,40	188,75	179,81	164,03	154,11	129,25
Pontevedra	2.038	95,91	100,38	95,94	87,46	82,28	68,27
Galicia	14.702	675,58	707,11	678,23	616,84	580,71	480,70
La Rioja	2.590	133,99	140,18	133,78	121,72	114,35	96,57
La Rioja	2.590	133,99	140,18	133,78	121,72	114,35	96,57
Madrid	3.505	213,85	223,60	211,68	193,36	180,90	155,24
Madrid	3.505	213,85	223,60	211,68	193,36	180,90	155,24
Murcia	7.570	490,91	513,25	480,99	443,74	413,71	353,11
Murcia	7.570	490,91	513,25	480,99	443,74	413,71	353,11
Navarra	5.585	301,39	315,26	301,67	273,43	256,83	219,00
Navarra	5.585	301,39	315,26	301,67	273,43	256,83	219,00
Álava	1.460	67,09	70,22	67,36	61,25	57,67	47,75
Guipúzcoa	387	15,01	15,72	15,27	13,82	13,06	10,45
Vizcaya	461	18,19	19,06	18,50	16,74	15,81	12,72
País Vasco	2.308	100,29	105,00	101,13	91,82	86,54	70,92
Alicante	3.589	228,35	238,75	223,93	206,41	192,56	164,25
Castellón	2.914	177,61	185,71	175,54	160,59	150,20	128,68
Valencia	5.148	323,31	338,04	318,41	292,25	272,96	233,66
Valencia	11.651	729,27	762,50	717,88	659,24	615,72	526,58
Totales	280.949	16.892,60	17.664,50	16.704,66	15.289,42	14.299,28	12.213,60

Tabla 18. Energía eléctrica accesible con LEC inferior al correspondiente punto de máximo gradiente acumulada (TWh/año) por provincias y tecnología

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0A(2)	CCP6A(2)	CLF0A(2)	CRC0A(2)	CRC6A(2)	DPS0A(2)
Almería	5.226	314,17	283,55	325,61	300,61	202,43	214,21
Cádiz	4.011	224,38	198,91	240,01	224,49	109,06	146,09
Córdoba	9.237	502,75	376,75	540,06	499,70	245,49	341,70
Granada	8.215	356,35	226,82	432,72	408,89	98,76	204,10
Huelva	3.492	227,63	228,45	227,00	210,19	176,78	160,74
Jaén	7.646	238,71	150,66	332,86	311,15	90,79	151,16
Málaga	4.638	282,48	208,73	294,42	274,44	114,00	176,05
Sevilla	9.955	623,26	622,45	633,58	588,08	454,01	441,47
Andalucía	52.420	2.769,72	2.296,32	3.026,25	2.817,55	1.491,30	1.835,52
Huesca	7.782	163,12	70,52	345,44	274,74	125,48	184,38
Teruel	8.054	20,10	6,02	74,98	41,63	7,07	20,97
Zaragoza	11.277	104,86	41,66	371,15	237,20	67,95	131,83
Aragón	27.113	288,08	118,20	791,57	553,57	200,51	337,18
Asturias	4.929	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Asturias	4.929	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cantabria	1.679	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cantabria	1.679	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Albacete	10.244	138,10	29,16	388,00	343,05	18,96	89,60
Ciudad Real	14.827	600,98	219,87	841,39	763,91	151,27	420,68
Cuenca	10.488	38,29	1,17	236,95	162,72	0,94	34,46
Guadalajara	6.304	0,00	0,00	54,46	16,38	0,00	0,00
Toledo	10.349	210,93	28,92	495,65	431,85	42,91	181,26
Castilla-La Mancha	52.212	988,30	279,12	2.016,44	1.717,90	214,09	725,99
Ávila	4.082	0,70	0,00	31,49	21,86	0,00	5,13

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0A(2)	CCP6A(2)	CLF0A(2)	CRC0A(2)	CRC6A(2)	DPS0A(2)
Burgos	9.105	0,00	0,00	13,74	1,12	0,00	0,00
León	6.873	0,00	0,00	101,89	22,28	0,00	2,91
Palencia	5.325	0,00	0,00	66,64	5,65	0,00	0,00
Salamanca	8.204	0,00	0,00	243,74	102,04	0,00	4,86
Segovia	3.926	0,00	0,00	6,09	2,29	0,00	0,00
Soria	5.879	0,00	0,00	33,09	14,28	0,00	2,83
Valladolid	5.654	0,00	0,00	189,31	75,51	0,00	5,54
Zamora	5.936	0,83	0,00	240,52	116,97	0,00	16,87
Castilla y León	54.984	1,53	0,00	926,49	361,98	0,00	38,14
Barcelona	2.777	0,00	0,00	23,98	1,73	0,00	0,00
Girona	1.865	0,00	0,00	3,09	0,00	0,00	0,00
Lleida	5.898	89,21	20,31	210,80	134,64	64,26	90,92
Tarragona	3.312	0,00	0,00	31,73	16,00	0,00	2,86
Cataluña	13.852	89,21	20,31	269,61	152,38	64,26	93,78
Badajoz	14.676	943,29	726,61	948,83	870,89	502,03	679,53
Cáceres	11.173	472,25	194,77	683,23	604,30	172,78	376,68
Extremadura	25.849	1.415,53	921,38	1.632,06	1.475,19	674,80	1.056,21
A Coruña	3.677	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Lugo	5.395	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ourense	3.592	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pontevedra	2.038	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Galicia	14.702	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
La Rioja	2.590	0,00	0,00	0,91	0,00	0,00	0,00
La Rioja	2.590	0,00	0,00	0,91	0,00	0,00	0,00
Madrid	3.505	24,63	0,69	138,91	98,19	1,43	31,14

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0A(2)	CCP6A(2)	CLF0A(2)	CRC0A(2)	CRC6A(2)	DPS0A(2)
Madrid	3.505	24,63	0,69	138,91	98,19	1,43	31,14
Murcia	7.570	338,12	258,00	435,58	403,29	166,11	225,65
Murcia	7.570	338,12	258,00	435,58	403,29	166,11	225,65
Navarra	5.585	0,00	0,00	21,75	7,55	0,00	2,10
Navarra	5.585	0,00	0,00	21,75	7,55	0,00	2,10
Álava	1.460	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Guipúzcoa	387	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Vizcaya	461	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
País Vasco	2.308	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alicante	3.589	131,12	81,37	172,96	158,19	56,15	90,37
Castellón	2.914	33,34	4,32	95,16	74,22	6,07	26,63
Valencia	5.148	119,48	57,91	249,86	206,58	47,82	90,68
Valencia	11.651	283,93	143,59	517,97	438,98	110,04	207,68
Totales	280.949	6.199,06	4.037,61	9.777,55	8.026,55	2.922,53	4.553,40

6.6. RESULTADOS ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIA POR PROVINCIAS

Tabla 19. Energía eléctrica total media (kWh/m²/año) por provincias y tecnología

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0T Media	CCP6T Media	CLF0T Media	CRC0T Media	CRC6T Media	DPS0T Media
Almería	8.850	79,37	82,67	94,19	70,81	65,96	50,31
Cádiz	7.325	77,27	80,54	91,18	68,98	64,18	48,52
Córdoba	13.825	76,78	80,05	91,38	68,56	63,90	48,71
Granada	12.600	75,76	79,00	89,73	67,67	63,01	47,70
Huelva	10.075	78,90	82,20	93,79	70,41	65,61	50,11
Jaén	13.575	74,40	77,62	88,44	66,47	62,00	46,98

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0T Media	CCP6T Media	CLF0T Media	CRC0T Media	CRC6T Media	DPS0T Media
Málaga	7.325	77,42	80,69	91,50	69,09	64,34	48,73
Sevilla	13.950	79,01	82,31	93,85	70,50	65,68	50,14
Andalucía	87.525	77,22	80,49	91,64	68,94	64,23	48,83
Huesca	15.675	69,36	72,48	84,63	62,11	58,26	44,89
Teruel	14.825	67,74	70,84	81,76	60,69	56,83	43,12
Zaragoza	17.300	70,95	74,11	86,20	63,49	59,49	45,84
Aragón	47.800	69,43	72,56	84,31	62,17	58,26	44,69
Asturias	10.575	50,45	53,09	62,61	45,57	43,01	31,42
Asturias	10.575	50,45	53,09	62,61	45,57	43,01	31,42
Cantabria	5.250	49,38	51,99	61,32	44,59	42,08	30,59
Cantabria	5.250	49,38	51,99	61,32	44,59	42,08	30,59
Albacete	14.875	72,76	75,96	86,86	65,07	60,72	46,09
Ciudad Real	19.750	75,03	78,27	89,72	67,03	62,58	47,79
Cuenca	16.950	70,46	73,62	84,64	63,04	58,96	44,82
Guadalajara	12.225	68,30	71,41	82,51	61,18	57,29	43,59
Toledo	15.375	73,62	76,83	88,46	65,81	61,50	47,09
Castilla-La Mancha	79.175	72,31	75,50	86,74	64,67	60,43	46,05
Ávila	8.025	68,82	71,94	83,00	61,61	57,68	43,87
Burgos	14.300	60,87	63,80	74,44	54,70	51,37	38,74
León	15.850	64,02	67,03	78,35	57,47	53,98	41,15
Palencia	8.075	67,22	70,30	82,07	60,24	56,55	43,40
Salamanca	12.150	70,71	73,87	85,44	63,31	59,26	45,35
Segovia	6.900	65,79	68,85	79,67	59,00	55,28	41,89
Soria	10.175	67,39	70,48	81,84	60,39	56,63	43,23
Valladolid	8.050	71,29	74,46	86,61	63,80	59,77	46,09

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0T Media	CCP6T Media	CLF0T Media	CRC0T Media	CRC6T Media	DPS0T Media
Zamora	10.350	70,06	73,20	85,16	62,74	58,79	45,22
Castilla y León	93.875	66,87	69,95	81,33	59,95	56,21	42,90
Barcelona	7.700	67,79	70,89	82,39	60,75	56,97	43,57
Girona	5.950	64,54	67,57	78,69	57,91	54,34	41,34
Lleida	12.225	69,23	72,36	84,36	62,01	58,16	44,74
Tarragona	6.200	68,23	71,34	82,58	61,11	57,30	43,64
Cataluña	32.075	67,82	70,92	82,49	60,78	57,00	43,62
Badajoz	21.650	77,25	80,52	92,35	68,97	64,37	49,33
Cáceres	19.900	74,79	78,03	89,87	66,84	62,46	47,92
Extremadura	41.550	76,07	79,32	91,16	67,95	63,45	48,65
A Coruña	7.925	50,55	53,20	62,63	45,67	43,06	31,44
Lugo	9.725	52,34	55,04	64,67	47,23	44,52	32,71
Ourense	7.200	58,55	61,43	71,55	52,69	49,49	36,98
Pontevedra	4.250	55,78	58,59	68,41	50,28	47,25	35,04
Galicia	29.100	53,89	56,64	66,36	48,60	45,75	33,76
La Rioja	5.100	59,68	62,58	72,95	53,68	50,44	37,83
La Rioja	5.100	59,68	62,58	72,95	53,68	50,44	37,83
Madrid	8.050	71,58	74,75	86,35	64,03	59,90	45,87
Madrid	8.050	71,58	74,75	86,35	64,03	59,90	45,87
Murcia	11.300	76,33	79,59	90,83	68,19	63,53	48,39
Murcia	11.300	76,33	79,59	90,83	68,19	63,53	48,39
Navarra	10.375	60,12	63,02	73,74	54,04	50,78	38,29
Navarra	10.375	60,12	63,02	73,74	54,04	50,78	38,29
Álava	3.025	53,37	56,11	65,79	48,13	45,38	33,41
Guipúzcoa	1.975	45,82	48,32	57,14	41,51	39,13	27,93

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0T Media	CCP6T Media	CLF0T Media	CRC0T Media	CRC6T Media	DPS0T Media
Vizcaya	2.250	46,39	48,91	57,85	42,01	39,60	28,39
País Vasco	7.250	49,15	51,75	60,97	44,43	41,88	30,36
Alicante	5.825	74,64	77,86	88,99	66,70	62,23	47,33
Castellón	6.650	70,59	73,75	84,99	63,17	59,11	45,05
Valencia	10.825	73,70	76,91	88,32	65,89	61,50	46,98
Valencia	23.300	73,04	76,25	87,54	65,32	61,00	46,52
Totales	492.300	69,48	72,59	83,77	62,20	58,19	44,26

Tabla 20. Energía eléctrica disponible media (kWh/m²/año) por provincias y por tecnología

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0D Media	CCP6D Media	CLF0D Media	CRC0D Media	CRC6D Media	DPS0D Media
Almería	5.226	79,08	82,36	93,83	70,55	65,73	50,10
Cádiz	4.011	77,67	80,93	91,70	69,31	64,51	48,81
Córdoba	9.237	76,59	79,85	91,11	68,39	63,75	48,57
Granada	8.215	75,72	78,94	89,68	67,62	62,97	47,67
Huelva	3.492	79,57	82,91	94,60	71,02	66,14	50,58
Jaén	7.646	74,07	77,26	87,98	66,17	61,72	46,69
Málaga	4.638	77,64	80,95	91,83	69,29	64,54	48,95
Sevilla	9.955	79,02	82,34	93,83	70,52	65,67	50,13
Andalucía	52.420	77,17	80,44	91,56	68,89	64,18	48,79
Huesca	7.782	72,02	75,22	87,83	64,44	60,42	46,78
Teruel	8.054	67,99	71,10	82,10	60,89	57,03	43,36
Zaragoza	11.277	70,84	74,02	86,04	63,37	59,39	45,76
Aragón	27.113	70,33	73,50	85,38	62,94	58,99	45,34
Asturias	4.929	49,75	52,37	61,78	44,96	42,44	30,93
Asturias	4.929	49,75	52,37	61,78	44,96	42,44	30,93

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0D Media	CCP6D Media	CLF0D Media	CRC0D Media	CRC6D Media	DPS0D Media
Cantabria	1.679	47,73	50,26	59,42	43,14	40,74	29,37
Cantabria	1.679	47,73	50,26	59,42	43,14	40,74	29,37
Albacete	10.244	72,79	76,00	86,94	65,09	60,73	46,12
Ciudad Real	14.827	74,98	78,18	89,64	66,96	62,52	47,72
Cuenca	10.488	70,92	74,08	85,15	63,43	59,31	45,12
Guadalajara	6.304	69,49	72,62	83,90	62,20	58,23	44,43
Toledo	10.349	73,51	76,71	88,34	65,71	61,41	46,99
Castilla-La Mancha	52.212	72,78	75,97	87,26	65,06	60,79	46,34
Ávila	4.082	68,77	71,89	83,02	61,60	57,65	43,92
Burgos	9.105	62,45	65,42	76,32	56,09	52,64	39,87
León	6.873	67,40	70,47	82,33	60,43	56,69	43,56
Palencia	5.325	68,31	71,45	83,40	61,21	57,44	44,19
Salamanca	8.204	71,09	74,24	85,87	63,63	59,55	45,64
Segovia	3.926	66,17	69,23	80,16	59,31	55,59	42,17
Soria	5.879	67,97	71,08	82,53	60,90	57,12	43,66
Valladolid	5.654	71,09	74,22	86,38	63,64	59,61	45,93
Zamora	5.936	70,91	74,10	86,20	63,47	59,48	45,83
Castilla y León	54.984	68,05	71,15	82,72	60,98	57,16	43,75
Barcelona	2.777	68,37	71,47	83,13	61,26	57,46	44,01
Girona	1.865	66,47	69,51	81,00	59,60	55,89	42,77
Lleida	5.898	71,22	74,37	86,63	63,73	59,72	46,11
Tarragona	3.312	68,67	71,80	83,13	61,51	57,64	43,96
Cataluña	13.852	69,40	72,52	84,33	62,15	58,25	44,73
Badajoz	14.676	77,29	80,56	92,36	68,99	64,39	49,35

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0D Media	CCP6D Media	CLF0D Media	CRC0D Media	CRC6D Media	DPS0D Media
Cáceres	11.173	75,28	78,55	90,48	67,27	62,87	48,28
Extremadura	25.849	76,42	79,69	91,54	68,25	63,74	48,89
A Coruña	3.677	50,48	53,14	62,53	45,62	43,01	31,36
Lugo	5.395	52,83	55,53	65,23	47,66	44,93	33,07
Ourense	3.592	58,99	61,89	72,14	53,11	49,88	37,36
Pontevedra	2.038	55,34	58,18	67,91	49,93	46,93	34,75
Galicia	14.702	54,09	56,85	66,61	48,79	45,94	33,92
La Rioja	2.590	60,80	63,72	74,30	54,65	51,36	38,70
La Rioja	2.590	60,80	63,72	74,30	54,65	51,36	38,70
Madrid	3.505	71,67	74,85	86,46	64,11	60,00	45,98
Madrid	3.505	71,67	74,85	86,46	64,11	60,00	45,98
Murcia	7.570	76,32	79,59	90,81	68,18	63,54	48,37
Murcia	7.570	76,32	79,59	90,81	68,18	63,54	48,37
Navarra	5.585	63,39	66,38	77,62	56,93	53,45	40,68
Navarra	5.585	63,39	66,38	77,62	56,93	53,45	40,68
Álava	1.460	54,10	56,90	66,62	48,76	46,00	33,95
Guipúzcoa	387	45,85	48,44	57,22	41,55	39,20	27,98
Vizcaya	461	46,64	49,17	58,17	42,20	39,89	28,65
País Vasco	2.308	51,22	53,94	63,36	46,24	43,64	31,89
Alicante	3.589	74,84	78,05	89,26	66,88	62,39	47,48
Castellón	2.914	71,63	74,78	86,28	64,08	59,96	45,82
Valencia	5.148	73,86	77,04	88,50	66,02	61,62	47,10
Valencia	11.651	73,60	76,79	88,18	65,80	61,44	46,90
Totales	280.949	70,72	73,86	85,16	63,28	59,18	45,10

Tabla 21. Energía eléctrica accesible en el óptimo económico media (kWh/m²/año) por provincias y tecnología

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0A (1) Media	CCP6A (1) Media	CLF0A (1) Media	CRC0A (1) Media	CRC6A (1) Media	DPS0A (1) Media
Almería	5.226	67,10	70,15	65,73	60,69	56,52	48,31
Cádiz	4.011	65,94	68,94	64,18	59,61	55,48	47,08
Córdoba	9.237	65,07	68,03	63,76	58,82	54,83	46,81
Granada	8.215	64,33	67,26	62,71	58,15	54,17	45,95
Huelva	3.492	67,53	70,59	66,29	61,07	56,90	48,77
Jaén	7.646	62,96	65,83	61,47	56,91	53,06	45,00
Málaga	4.638	65,95	68,95	64,28	59,61	55,50	47,17
Sevilla	9.955	67,07	70,11	65,72	60,65	56,49	48,31
Andalucía	52.420	65,54	68,52	64,08	59,25	55,20	47,03
Huesca	7.782	61,27	64,07	61,35	55,43	51,96	45,11
Teruel	8.054	57,87	60,52	57,23	52,37	49,04	41,77
Zaragoza	11.277	60,26	63,02	60,09	54,52	51,08	44,10
Aragón	27.113	59,84	62,58	59,60	54,14	50,73	43,70
Asturias	4.929	42,15	44,14	42,70	38,66	36,48	29,80
Asturias	4.929	42,15	44,14	42,70	38,66	36,48	29,80
Cantabria	1.679	40,38	42,29	41,01	37,11	35,04	28,32
Cantabria	1.679	40,38	42,29	41,01	37,11	35,04	28,32
Albacete	10.244	61,91	64,73	60,72	55,96	52,24	44,47
Ciudad Real	14.827	63,73	66,63	62,68	57,60	53,77	46,02
Cuenca	10.488	60,36	63,11	59,43	54,57	51,01	43,49
Guadalajara	6.304	59,14	61,84	58,53	53,49	50,07	42,83
Toledo	10.349	62,52	65,37	61,72	56,51	52,81	45,31
Castilla-La Mancha	52.212	61,90	64,72	60,95	55,96	52,28	44,68

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0A (1) Media	CCP6A (1) Media	CLF0A (1) Media	CRC0A (1) Media	CRC6A (1) Media	DPS0A (1) Media
Ávila	4.082	58,57	61,24	57,88	52,98	49,59	42,30
Burgos	9.105	53,15	55,59	53,07	48,24	45,30	38,44
León	6.873	57,36	59,98	57,40	51,94	48,75	41,99
Palencia	5.325	58,18	60,84	58,15	52,66	49,40	42,60
Salamanca	8.204	60,50	63,26	59,98	54,70	51,20	43,99
Segovia	3.926	56,34	58,92	55,83	51,02	47,81	40,66
Soria	5.879	57,89	60,54	57,57	52,39	49,11	42,09
Valladolid	5.654	60,50	63,26	60,32	54,71	51,27	44,30
Zamora	5.936	60,35	63,11	60,18	54,59	51,15	44,18
Castilla y León	54.984	57,93	60,58	57,68	52,44	49,16	42,17
Barcelona	2.777	58,23	60,89	57,98	52,69	49,40	42,43
Girona	1.865	56,59	59,19	56,45	51,25	48,08	41,21
Lleida	5.898	60,58	63,34	60,52	54,80	51,36	44,45
Tarragona	3.312	58,45	61,13	57,95	52,89	49,54	42,37
Cataluña	13.852	59,06	61,76	58,85	53,44	50,09	43,11
Badajoz	14.676	65,65	68,63	64,65	59,34	55,37	47,56
Cáceres	11.173	64,01	66,93	63,29	57,86	54,06	46,54
Extremadura	25.849	64,94	67,89	64,06	58,70	54,80	47,12
A Coruña	3.677	42,80	44,81	43,22	39,22	36,98	30,25
Lugo	5.395	44,84	46,94	45,14	40,99	38,62	31,87
Ourense	3.592	50,22	52,55	50,06	45,67	42,90	35,98
Pontevedra	2.038	47,06	49,25	47,08	42,92	40,37	33,50
Galicia	14.702	45,95	48,10	46,13	41,96	39,50	32,70
La Rioja	2.590	51,73	54,12	51,65	47,00	44,15	37,29
La Rioja	2.590	51,73	54,12	51,65	47,00	44,15	37,28

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0A (1) Media	CCP6A (1) Media	CLF0A (1) Media	CRC0A (1) Media	CRC6A (1) Media	DPS0A (1) Media
Madrid	3.505	61,01	63,80	60,39	55,17	51,61	44,29
Madrid	3.505	61,01	63,80	60,39	55,17	51,61	44,29
Murcia	7.570	64,85	67,80	63,54	58,62	54,65	46,65
Murcia	7.570	64,85	67,80	63,54	58,62	54,65	46,65
Navarra	5.585	53,96	56,45	54,01	48,96	45,99	39,21
Navarra	5.585	53,96	56,45	54,01	48,96	45,99	39,21
Álava	1.460	45,95	48,09	46,14	41,96	39,50	32,71
Guipúzcoa	387	38,78	40,62	39,46	35,72	33,74	26,99
Vizcaya	461	39,47	41,34	40,13	36,32	34,30	27,58
País Vasco	2.308	43,45	45,49	43,82	39,78	37,50	30,73
Alicante	3.589	63,63	66,52	62,39	57,51	53,65	45,77
Castellón	2.914	60,95	63,73	60,24	55,11	51,54	44,16
Valencia	5.148	62,80	65,66	61,85	56,77	53,02	45,39
Valencia	11.651	62,59	65,45	61,62	56,58	52,85	45,20
Totales	280.949	60,13	62,87	59,46	54,42	50,90	43,47

Tabla 22. Energía eléctrica accesible con LEC inferior al correspondiente punto de máximo gradiente media (kWh/m²/año) por provincias según tecnología

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0A (2) Media	CCP6A (2) Media	CLF0A (2) Media	CRC0A (2) Media	CRC6A (2) Media	DPS0A (2) Media
Almería	5.226	60,12	54,26	62,31	57,52	38,73	40,99
Cádiz	4.011	55,94	49,59	59,84	55,97	27,19	36,42
Córdoba	9.237	54,43	40,79	58,47	54,10	26,58	36,99
Granada	8.215	43,38	27,61	52,67	49,77	12,02	24,84
Huelva	3.492	65,19	65,42	65,01	60,19	50,62	46,03
Jaén	7.646	31,22	19,70	43,53	40,69	11,87	19,77
Málaga	4.638	60,91	45,00	63,48	59,17	24,58	37,96

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0A (2) Media	CCP6A (2) Media	CLF0A (2) Media	CRC0A (2) Media	CRC6A (2) Media	DPS0A (2) Media
Sevilla	9.955	62,61	62,53	63,64	59,07	45,61	44,35
Andalucía	52.420	52,84	43,81	57,73	53,75	28,45	35,02
Huesca	7.782	20,96	9,06	44,39	35,30	16,12	23,69
Teruel	8.054	2,50	0,75	9,31	5,17	0,88	2,60
Zaragoza	11.277	9,30	3,69	32,91	21,03	6,03	11,69
Aragón	27.113	10,63	4,36	29,20	20,42	7,40	12,44
Asturias	4.929	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Asturias	4.929	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cantabria	1.679	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cantabria	1.679	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Albacete	10.244	13,48	2,85	37,88	33,49	1,85	8,75
Ciudad Real	14.827	40,53	14,83	56,75	51,52	10,20	28,37
Cuenca	10.488	3,65	0,11	22,59	15,52	0,09	3,29
Guadalajara	6.304	0,00	0,00	8,64	2,60	0,00	0,00
Toledo	10.349	20,38	2,79	47,89	41,73	4,15	17,51
Castilla-La Mancha	52.212	18,93	5,35	38,62	32,90	4,10	13,90
Ávila	4.082	0,17	0,00	7,71	5,36	0,00	1,26
Burgos	9.105	0,00	0,00	1,51	0,12	0,00	0,00
León	6.873	0,00	0,00	14,82	3,24	0,00	0,42
Palencia	5.325	0,00	0,00	12,51	1,06	0,00	0,00
Salamanca	8.204	0,00	0,00	29,71	12,44	0,00	0,59
Segovia	3.926	0,00	0,00	1,55	0,58	0,00	0,00
Soria	5.879	0,00	0,00	5,63	2,43	0,00	0,48
Valladolid	5.654	0,00	0,00	33,48	13,35	0,00	0,98

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0A (2) Media	CCP6A (2) Media	CLF0A (2) Media	CRC0A (2) Media	CRC6A (2) Media	DPS0A (2) Media
Zamora	5.936	0,14	0,00	40,52	19,70	0,00	2,84
Castilla y León	54.984	0,03	0,00	16,85	6,58	0,00	0,69
Barcelona	2.777	0,00	0,00	8,64	0,62	0,00	0,00
Girona	1.865	0,00	0,00	1,66	0,00	0,00	0,00
Lleida	5.898	15,13	3,44	35,74	22,83	10,90	15,42
Tarragona	3.312	0,00	0,00	9,58	4,83	0,00	0,86
Cataluña	13.852	6,44	1,47	19,46	11,00	4,64	6,77
Badajoz	14.676	64,27	49,51	64,65	59,34	34,21	46,30
Cáceres	11.173	42,27	17,43	61,15	54,09	15,46	33,71
Extremadura	25.849	54,76	35,64	63,14	57,07	26,11	40,86
A Coruña	3.677	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Lugo	5.395	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Ourense	3.592	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Pontevedra	2.038	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Galicia	14.702	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
La Rioja	2.590	0,00	0,00	0,35	0,00	0,00	0,00
La Rioja	2.590	0,00	0,00	0,35	0,00	0,00	0,00
Madrid	3.505	7,03	0,20	39,63	28,02	0,41	8,88
Madrid	3.505	7,03	0,20	39,63	28,02	0,41	8,88
Murcia	7.570	44,67	34,08	57,54	53,27	21,94	29,81
Murcia	7.570	44,67	34,08	57,54	53,27	21,94	29,81
Navarra	5.585	0,00	0,00	3,89	1,35	0,00	0,38
Navarra	5.585	0,00	0,00	3,89	1,35	0,00	0,38
Álava	1.460	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

(Continuación)

Provincia/CCAA	Área (km ²)	CCP0A (2) Media	CCP6A (2) Media	CLF0A (2) Media	CRC0A (2) Media	CRC6A (2) Media	DPS0A (2) Media
Guipúzcoa	387	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Vizcaya	461	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
País Vasco	2.308	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alicante	3.589	36,53	22,67	48,19	44,08	15,65	25,18
Castellón	2.914	11,44	1,48	32,65	25,47	2,08	9,14
Valencia	5.148	23,21	11,25	48,54	40,13	9,29	17,62
Valencia	11.651	24,37	12,32	44,46	37,68	9,44	17,83
Totales	280.949	22,06	14,37	34,80	28,57	10,40	16,21

7 Conclusiones y recomendaciones

7.1 CONCLUSIONES

El estudio realizado proporciona información detallada sobre las previsiones de la evolución técnica, la evolución de costes y la evolución de la potencia instalada en nuestro país de las cuatro tecnologías eléctricas termosolares más importantes: concentradores lineales de Fresnel, canal parabólico, sistema de torre o receptor central y discos parabólicos.

También, proporciona información sobre los potenciales máximos totales, disponibles y accesibles que en España tienen, en estos momentos, cada una de las referidas tecnologías. En todos los casos en los que la información tiene una dependencia espacial, dicha información se proporciona georreferenciada, de forma que pueda integrarse fácilmente en Sistemas de Información Geográfica (SIG).

Las conclusiones y recomendaciones más relevantes que se derivan de un análisis de lo realizado en el ámbito de presente estudio y de los resultados obtenidos en el mismo son las siguientes:

1. Las centrales eléctricas termosolares, al tener que concentrar la radiación solar para conseguir eficiencias aceptables de transformación de la energía solar en energía eléctrica, sólo aprovechan la componente directa de esta radiación. En este estudio se ha realizado una estimación de la distribución espacial de la radiación directa normal en el territorio peninsular español partiendo de un mapa de radiación global horizontal elaborado a partir de imágenes de satélite.
2. Para ello se ha utilizado una metodología basada en modelos de estimación de la radiación solar directa a partir de la global, desarrollados específicamente para el presente estudio, elaborándose mediante su aplicación un mapa de irradiación solar directa normal anual de la España peninsular con una resolución de 5 km x 5 km (25 km²) por píxel (Figura 2 del capítulo 6), que se ha implementado en el entorno ArcGIS.
3. De acuerdo con el análisis de la distribución espacial de la radiación solar directa en el territorio peninsular español realizado, el valor medio estimado de la irradiación solar directa en España es del orden de 1.850 kWh/m²-año, con variaciones en su distribución territorial que van desde un mínimo de 1.200 kWh/m²-año a un máximo en el entorno de los 2.200 kWh/m²-año, como valores representativos del comportamiento a largo plazo de la radiación solar.
4. Estos valores, aún siendo elevados y mostrando claramente que España es uno de los países de Europa con mayor potencial de radiación solar en general y directa en particular, son inferiores a los que se estiman en otras partes del mundo como por ejemplo, en el Suroeste americano donde se estima que la irradiación solar directa anual puede llegar a los 2.600 kWh/m²-año.
5. En el presente estudio se ha realizado un análisis del estado de las principales tecnologías termosolares de generación de electricidad (canales parabólicos, receptor central, concentradores lineales de Fresnel y discos parabólicos con motor Stirling) prestando especial atención a sus requerimientos en términos de recurso solar y terreno. Como resultado de ese análisis se han definido otras tantas "tecnologías de referencia" y las siguientes seis "centrales de referencia":
 - Canal parabólico sin sistema de almacenamiento térmico.
 - Canal parabólico con sistema de almacenamiento térmico de 6 horas de capacidad.
 - Concentradores lineales de Fresnel sin almacenamiento.
 - Receptor central sin almacenamiento.
 - Receptor central con almacenamiento de 6 horas de capacidad.
 - Discos parabólicos con motor Stirling.
6. Para cada una de las tecnologías y centrales de referencia definidas, se ha realizado un análisis de los costes actuales de la tecnología y de los principales indicadores de sus prestaciones, así como una estimación de su posible evolución en el intervalo 2010-2020. Dicho análisis incluye estimaciones aproximadas, pero muy útiles para llevar a cabo comparaciones entre tecnologías, de la evolución que se puede esperar del coste normalizado de producción de electricidad de cada una de las tecnologías de aquí al 2020.
7. Para cada una de las centrales de referencia se han obtenido modelos simples de producción, que proporcionan una estimación de la capacidad de generación de energía por unidad de superficie de terreno en función de la irradiación directa normal y de la latitud. Los modelos se han obtenido mediante el ajuste por mínimos cuadrados de los resultados de un gran número de simulaciones detalladas para cada tecnología, representativas de las distintas condiciones geográficas y climáticas presentes en el territorio.

8. La aplicación de estos modelos al mapa de la distribución espacial de la irradiación solar directa en la España peninsular ha permitido estimar los potenciales total, disponible y accesible de cada una de las cuatro tecnologías eléctricas termosolares analizadas.
9. El potencial total se ha obtenido como resultado de la aplicación de los modelos de producción a todo el territorio, sin imponer restricciones de ningún tipo. El resultado representa el límite superior de la capacidad de generación de energía eléctrica mediante las distintas tecnologías termosolares en la España peninsular. El potencial total máximo tiene un valor de 41.380 TWh eléctricos. Este potencial total máximo se alcanzaría utilizando la tecnología de concentradores lineales de Fresnel, que aunque tiene un rendimiento de conversión de energía solar en energía eléctrica inferior a las otras tecnologías, aprovecha de forma muy eficiente el terreno. El potencial se distribuye de manera variable por los 492.300 km² del territorio, con valores máximos anuales de 104 kWh/m² de terreno en las regiones del Sur y mínimos de 25 kWh/m² en las regiones del Norte.
10. El potencial disponible se ha obtenido mediante un procedimiento similar al empleado para el cálculo de potencial total, pero aplicado sólo a aquellas zonas del territorio peninsular español en las que, en principio, la instalación de centrales eléctricas termosolares podría realizarse de inmediato, al no estar sujetas a condicionantes que impidiesen o dificultasen la implantación de este tipo de plantas.
11. El procedimiento seguido para identificar estas zonas del territorio ha sido el partir del territorio total e ir aplicando al mismo una serie de restricciones de distinta naturaleza (usos del terreno incompatibles con la instalación de centrales eléctricas termosolares, distintas figuras de protección, etc) que, según criterio de los autores, aunque no necesariamente impedirían en todos los casos la instalación de centrales en las zonas afectadas por dichas restricciones, sí podrían dificultarla. Por ello, las cifras de potencial disponible presentadas en el estudio deben entenderse como una estimación conservadora de dicho potencial.
12. Del análisis de los resultados obtenidos, se deduce que el potencial disponible máximo es de 23.925 TWh anuales, cantidad que es más de 90 veces el consumo eléctrico nacional en 2008. Este potencial disponible máximo, al igual que en el caso del potencial total y por las mismas razones, se obtendría con la tecnología de concentradores lineales de Fresnel.
13. Finalmente, se ha obtenido el potencial accesible de cada tecnología mediante la aplicación de criterios económicos al potencial disponible. Estos criterios económicos se han concretado en el cálculo del coste normalizado de la electricidad (LEC, en sus siglas en inglés), por lo que a diferencia de los otros dos potenciales, el análisis de este potencial no resulta en un valor único de producción eléctrica por tecnología, sino en un mapa, para cada tecnología, de la distribución espacial de valores de LEC.
14. A partir del análisis de los mapas de LEC se puede estimar el potencial accesible por tecnología en función del LEC máximo que se defina. A título de ejemplo, se ha obtenido el potencial accesible con cada una de las tecnologías consideradas para un valor del LEC correspondiente al valor máximo de la función de distribución para el potencial accesible. El potencial accesible máximo obtenido aplicando este criterio es de 9.777 TWh anuales, cantidad que es más de 37 veces el consumo eléctrico nacional en 2008. De nuevo, dicho potencial máximo se alcanzaría con centrales de concentradores lineales de Fresnel. Es importante tener presente, que todos los análisis de LEC hay que tomarlos con las debidas reservas, ya que hay una gran incertidumbre en lo que respecta a los costes de las tecnologías, especialmente en lo que se refiere a las menos maduras desde el punto de vista comercial.
15. Aunque no se ha podido hacer el estudio pormenorizado que es necesario para un escenario previsible de largo plazo con la aplicación de los conceptos de generación distribuida, redes inteligentes (mejor sistema inteligente), etc. y el análisis cuantitativo se ha referido a un "escenario tendencial" en el que se acepta que el modelo del sistema eléctrico no va a cambiar sustancialmente de aquí al 2020, queda en evidencia la capacidad de las tecnologías eléctricas termosolares para contribuir de forma sustancial al sistema eléctrico español. Estas tecnologías presentan, con respecto a otras renovables, la característica diferencial de poder adaptar

la generación a la demanda o a los requerimientos del operador del sistema mediante la incorporación de sistemas de almacenamiento térmico de distinta capacidad.

16. El elevado potencial que este estudio pone de manifiesto, suponiendo en todos los casos varias decenas de veces el consumo eléctrico nacional durante el año 2008, y la posición de liderazgo internacional que las empresas españolas ostentan en este sector, son dos de los condicionantes que permiten plantearse objetivos ambiciosos para el horizonte de 2020, cuya consecución supondría una importante contribución de las tecnologías termosolares para alcanzar los objetivos y compromisos de España en materia de generación renovable y reducción de emisiones de GEI, además de facilitar a las empresas españolas la consolidación de su actual posición de liderazgo.
17. A lo largo del trabajo ha quedado claro el gran potencial que España presenta de cara al desarrollo de la energía termosolar. No obstante, para que se pueda aprovechar de la mejor forma este potencial, es preciso establecer mecanismos que incentiven la innovación, así como seguir trabajando para minimizar las barreras que a nivel tecnológico, económico, de mercado y legislativo puedan condicionar el desarrollo de las tecnologías eléctricas termosolares.

con responsabilidades de planificación energética como para las empresas.

2. El presente estudio se ha centrado fundamentalmente en el llamado "escenario tendencial", pero como se ha señalado, existe otro posible escenario (escenario de eficiencia) de gran interés, basado en el concepto de generación distribuida. Dada la gran complejidad que este escenario presenta, por la diversidad de opciones tecnológicas y de posibles aplicaciones y esquemas de desarrollo, así como por la escasez de información, no ha sido posible realizar su análisis en profundidad. Se recomienda la promoción de un análisis del escenario de eficiencia y del posible papel de las distintas tecnologías renovables en el mismo.
3. El desarrollo comercial del sector eléctrico termosolar en España, con una postura hegemónica de la tecnología de canal parabólico, es en gran medida consecuencia del mecanismo de incentivos adoptado, basados en primas a la generación, que ha propiciado la adopción preferente de soluciones que podrían considerarse "conservadoras", en las que el grado de innovación ha sido relativamente escaso. Se recomienda la realización de un estudio de los distintos mecanismos de incentivos con vistas a la adopción de medidas que favorezcan la adopción de soluciones innovadoras y el aumento de la capacidad tecnológica y de la competitividad del sector eléctrico termosolar español.

7.2 RECOMENDACIONES

1. El estudio realizado se ha basado en una estimación de la radiación directa normal en España obtenido a partir de un mapa de radiación global horizontal, elaborado, a su vez, a partir de imágenes de satélite en el año 2000. Durante los últimos años, fundamentalmente como consecuencia del auge de los proyectos de centrales eléctricas termosolares, pero también como consecuencia de la mejora y reducción de costes de los dispositivos de medida, se ha instalado un gran número de estaciones meteorológicas por todo el territorio español que incluyen medidas de radiación global sobre superficie horizontal y de sus componentes directa y difusa. Se recomienda la promoción de un estudio en profundidad del recurso solar en España apoyado en toda la información disponible. Este estudio sería de gran interés tanto para instituciones

www.idae.es

IDAE: Calle Madera 8, 28004, Madrid, Tel.: 91 456 49 00, Fax: 91 523 04 14
mail: comunicacion@idae.es

