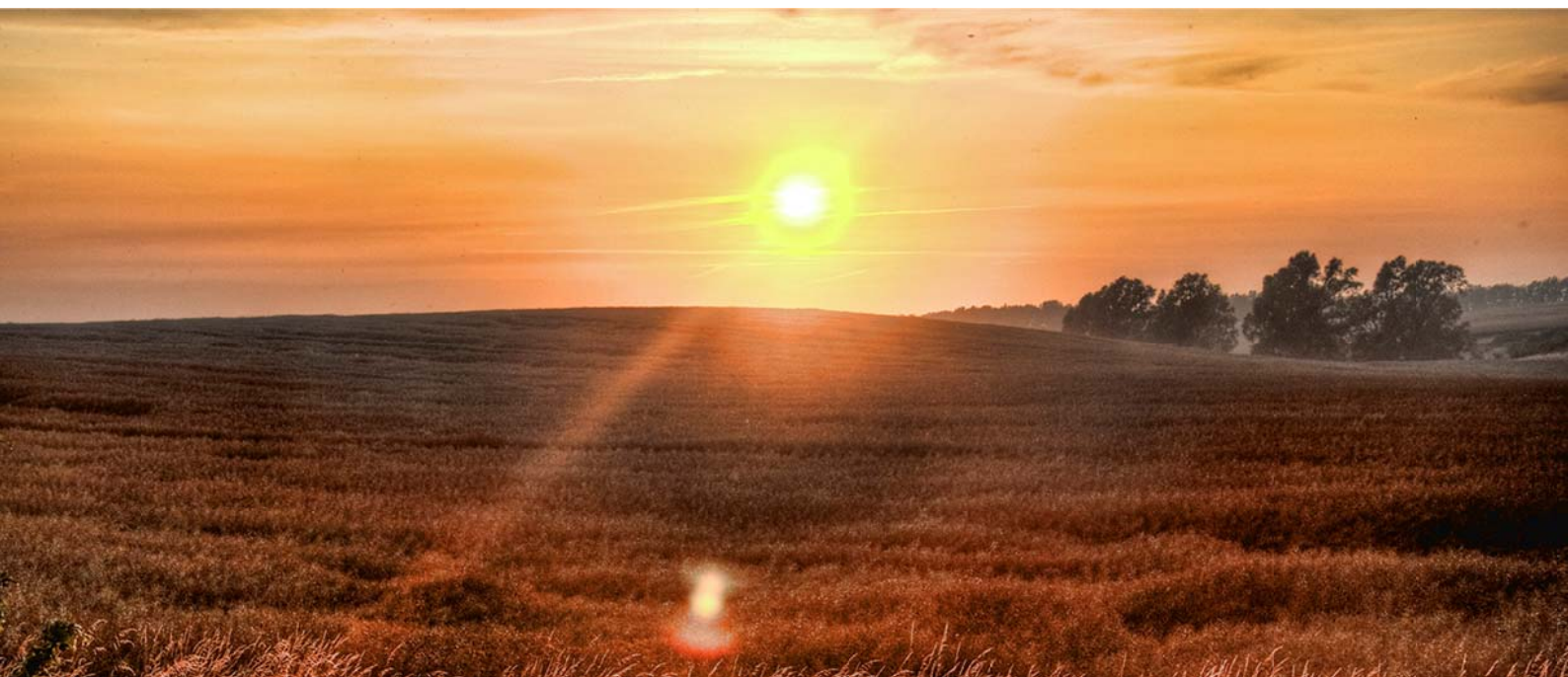




SITUACIÓN COMERCIAL DE LAS TECNOLOGÍAS

Informe Técnico

Octubre, 2012



Situación Comercial de las Tecnologías

1. Introducción

2. Principales Tecnologías

- a. Centrales de captador de canales parabólicos
- b. Centrales de receptor central
- c. Centrales de captadores lineales de Fresnel
- d. Discos parabólicos con motores Stirling

3. Almacenamiento e Hibridación

4. Gestionabilidad y Aspectos de Integración en la Red

Informe de Situación Tecnológica

1. Introducción

El sector de la energía “Solar Termoelectrica” (STE) es uno de los pocos casos de éxito tecnológico en nuestro país tras más de 30 años de apoyo continuado a las distintas fases de la cadena de valor del sector. Desde su origen a finales de los 70, con el desarrollo de los dos proyectos internacionales SSPS de la AIE, y con la construcción, en paralelo, de la central española CESA-1 que dieron cuerpo a la Plataforma Solar de Almería.

Desde entonces, gracias a las actividades de investigación y desarrollo tecnológico allí desarrolladas. Al apoyo relevante de ciertas universidades en la formación de ingenieros y científicos favoreciendo un conocimiento y un capital humano. Y al impulso recibido con el marco tarifario del Régimen Especial. Todo ello, ha convertido a España en líder indiscutible internacional, en un momento en el que el mercado parece que despegará con fuerza en todas las regiones del cinturón solar del planeta.

La implantación a escala comercial de las centrales termosolares comenzó a mediados de los 80 en California. Aunque las centrales piloto de demostración de principios de los 80, en varias partes del mundo, habían sido de tecnología de torre, la relativa mayor sencillez tecnológica del sistema de captación mediante captadores de canal parabólico hizo que esta fuera la tecnología escogida para los 9 proyectos de tamaño comercial conocidos como SEGS y que se instalaron entre 1985 y 1990 en el desierto de Mojave, totalizando cerca de 400 MW. La mayor parte de estas plantas continúan operativas y tras algunas reposiciones de componentes del campo solar siguen funcionando, incluso con algo más de potencia que cuando se construyeron.

En España hubo que esperar hasta 2004 cuando, en el marco del Régimen Especial, se dieron condiciones para acometer proyectos de tamaño comercial. El primer resultado fue la central de torre PS10 de Abengoa en Sevilla que entró en operación en 2007 y que fue la primera central de esta nueva generación de plantas tras el parón producido en Estados Unidos en 1990. También en 2007, se puso en marcha la central de captador parabólico de Acciona en Nevada de 64 MW.

Desde entonces ha sido España el país donde más potencia termosolar se ha instalado. En la actualidad hay conectadas a red 38 centrales que totalizan 1731 MW y están en construcción avanzada otras 14 centrales con un total de 623,5 MW, gran parte de las cuales han entrado en operación durante 2012. En 2013 se alcanzará alrededor de 2.400 MW instalados.

De todas ellas la gran mayoría corresponde a centrales de canales parabólicos ya que estos han sido los proyectos más fácilmente financiados por los bancos. Teniendo en cuenta la confianza que proporcionaban los cerca de 400 MW operativos en California desde hace más de 25 años. Más de la mitad de estas centrales están dotadas de sistema de almacenamiento.

Respecto al resto de tecnologías, sólo hay tres centrales de torre, dos con receptor de vapor saturado de 10 y 20 MW respectivamente y una de 20 MW con sales fundidas. También está operativa una central de reflectores lineales de Fresnel de 30 MW. Hay además otras dos centrales piloto de alrededor de 1 MW, una con tecnología Fresnel y otra de disco parabólico con motores Stirling. Adicionalmente existe otro proyecto dentro del registro de preasignación que entró por la vía de la innovación, este proyecto de 50 MW utiliza tecnología de torre con receptor de sales fundidas y almacenamiento

En Europa es de destacar, por su innovación tecnológica, el campo solar de captador de canal parabólico con sales fundidas como fluido caloportador, de 5 MW de potencia eléctrica equivalente y dotado de sistema de almacenamiento, que se encuentra acoplado a una central convencional de ciclo combinado en Sicilia.

En el resto del mundo, además de algunas centrales piloto de tamaños reducidos, son de subrayar las tres centrales de campo solar integradas en un ciclo combinado en Marruecos, Argelia y Egipto en las que el campo solar proporciona una potencia eléctrica equivalente de unos 20 – 25 MW, ahorrando, por tanto un porcentaje del consumo de gas en los periodos de buena radiación solar. Este mismo concepto se ha implantado recientemente en Florida con un campo solar equivalente de 75 MW y se está construyendo otro de 15 MW en México. En Australia también existen sendos campos solares de potencias equivalentes a 9 y 40 MW que proporcionan precalentamientos en centrales térmicas de carbón. Estos conceptos de integración de campos solares con centrales existentes o para nuevas centrales reduce enormemente la inversión necesaria para el aprovechamiento de la energía solar, ya que no hay que invertir en un bloque de potencia propio. Esto podría ser una alternativa para el despliegue la tecnología de concentración solar en los próximos años en países con mucha disponibilidad de carbón o gas como China, Sudáfrica, Australia, Argelia, EE.UU. etc.

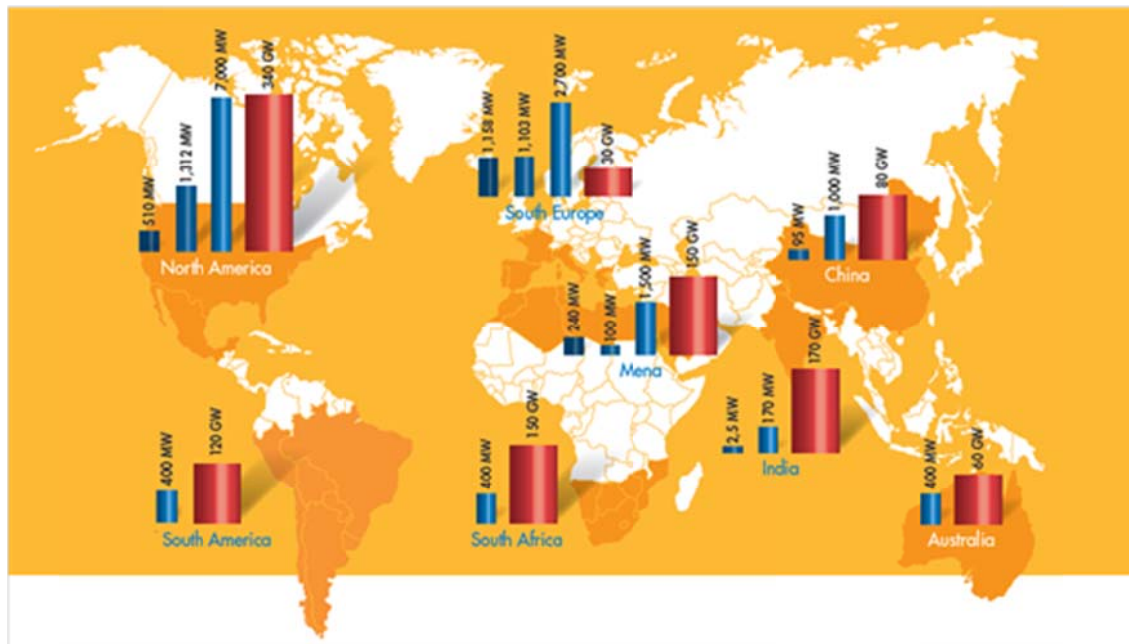
En estos momentos, se encuentran en construcción en EE.UU. cuatro proyectos de torre de alrededor de 100 MW cada uno, tres de los cuales son de receptor de vapor sobrecalentado y otro de sales fundidas. También se encuentran en construcción 3 grandes proyectos de centrales de canales parabólicos con potencias de alrededor de 250 MW cada uno. En India se encuentran en construcción 7 proyectos con cerca de 500 MW en total, la mayor parte de los cuales son de canal parabólico y alguno de tecnología Fresnel.

Adicionalmente se han adjudicado tres proyectos en Sudáfrica, dos que totalizan 150 MW de canal parabólico y uno de torre de vapor sobrecalentado de 50 MW; otro, en Marruecos de 160 MW de canal parabólico; otro, en China de 50 MW de canal parabólico; y otro, en Australia de 250 MW de Fresnel que se supone empezarán a construirse en breve.

Las características diferenciales de la tecnología termosolar respecto a otras tecnologías de generación renovables más implantadas como la fotovoltaica o la eólica son la estabilidad que proporcionan a la red y la gestionabilidad. Mediante la capacidad de almacenamiento de la energía térmica estas tecnologías pueden responder a las necesidades del operador del sistema eléctrico, bien sea dejando de generar electricidad cuando sea requerido -sin dejar por ello de seguir captando la energía del sol- o extendiendo varias horas su operación a partir de la puesta del sol. Además con la posibilidad de hibridación pueden garantizar potencia firme a lo largo del año.

Las centrales termosolares tienen otra característica que las hacen muy atractivas para su implantación y que contribuirá a la toma de decisiones por parte de los responsables de políticas energéticas. Esta característica es su elevado porcentaje de componente local en cuanto a mano de obra y fabricación de componentes, tanto en países industrializados como en países en vías de desarrollo.

En el gráfico siguiente se presentan las previsiones de ESTELA respecto a la evolución de la implantación de las centrales termosolares en distintas regiones del mundo. En dicho gráfico puede observarse que Europa tendrá un papel minoritario en el futuro, por lo que nuestro principal reto será seguir siendo líderes tecnológicos para participar en ese enorme mercado mundial que se nos está abriendo.



Todo ello, unido a la gran disponibilidad del recurso solar en amplias zonas del planeta, sitúa a las tecnologías STE como las de mayor potencial en un futuro escenario energético de generación libre de emisiones, en el que las características de garantía de suministro y de sostenibilidad serán prioritarias.

2. Principales Tecnologías

Las centrales termosolares convierten la energía solar en electricidad mediante sistemas de concentración que calientan un fluido cuya energía térmica será transformada en energía mecánica mediante un ciclo termodinámico para posteriormente generar electricidad.

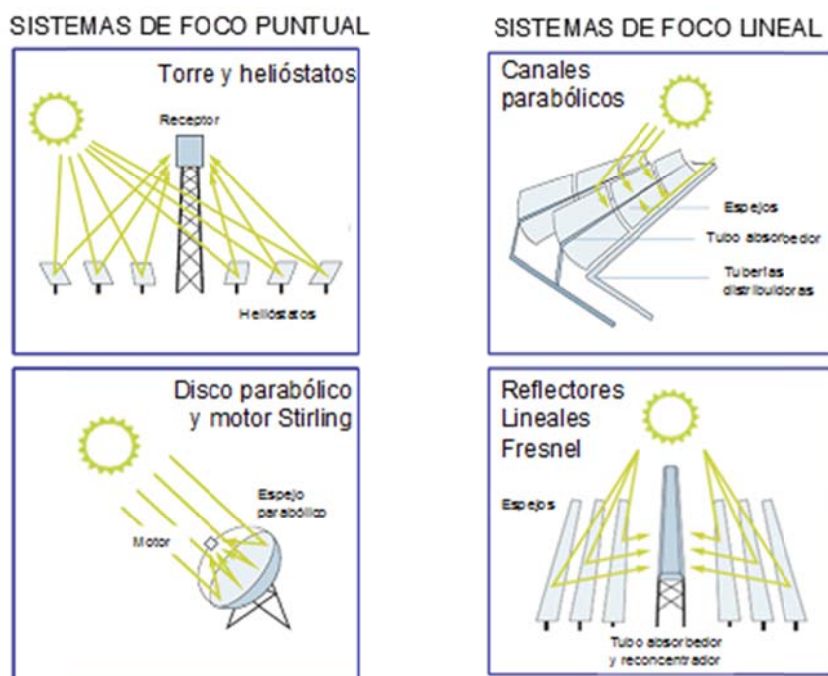
Las diferentes tecnologías termosolares de producción de electricidad se clasifican en función de la tipología de su sistema de concentración.

Así, en una primera clasificación se distingue entre sistemas de foco puntual, en donde la radiación solar se concentra en tres dimensiones idealmente en un punto, y sistemas de foco lineal en donde la radiación es concentrada en dos dimensiones a lo largo de una línea.

En la primera categoría estarían las centrales con campos de helióstatos y torre. En cuya parte superior se colocaría un receptor a través del cual el fluido primario recogería la energía solar concentrada para transportarla al sistema de conversión termodinámica o al sistema de almacenamiento. También encajaría en esta categoría los discos parabólicos en cuyo foco se colocaría un motor, habitualmente de ciclo Stirling, para realizar la conversión de la energía solar, primero en energía mecánica e inmediatamente en energía eléctrica.

En la segunda categoría podemos distinguir las centrales que utilizan captadores de canal parabólico para la captación de la energía solar, en cuyo foco lineal se dispone un tubo absorbedor. También encajarían en esta tipología los sistemas de reflectores lineales de Fresnel en cuyo foco lineal se dispone igualmente el tubo absorbedor que, en la mayor parte de los casos, lleva asociado algún sistema de reconcentración en la parte superior del tubo.

En la imagen se muestran esquemáticamente estas cuatro diferentes tipologías



A continuación se describen con mayor detalle estas tecnologías. En su orden de presentación se ha tenido en cuenta el nivel de implantación actual.

Centrales de Captadores de Canales Parabólicos

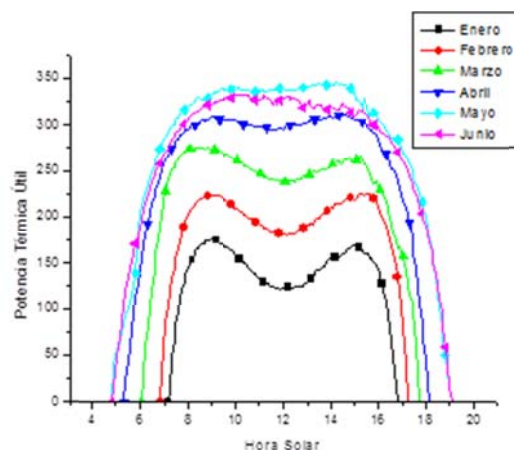
En la imagen se muestra el elemento principal de estos sistemas: el captador de canal parabólico con su tubo receptor a lo largo de su eje.



En estos sistemas la relación de concentración suele ser de aproximadamente 80x. Este valor permitiría temperaturas de trabajo de hasta 500°C con un buen rendimiento combinado óptico y térmico, pero, en la actualidad, está siendo mayoritariamente empleado como fluido de trabajo aceites sintéticos cuya máxima temperatura permitida, para evitar su degradación, es cercana a 400°C. Por ello, se están intentando desarrollar sistemas que permitan trabajar con agua-vapor o con sales fundidas para elevar el rendimiento global de conversión de la energía solar en electricidad y que, en las centrales actuales, está cercano al 15% en el punto de diseño.

Los captadores parabólicos se disponen habitualmente en la dirección Norte-Sur por lo que deben efectuar un seguimiento completo en un eje a lo largo del día, mirando hacia el este por la mañana y siguiendo al sol hasta su puesta por el oeste.

La geometría de esta disposición hace que la captación de la energía solar tenga una curva característica de tipo “M”, como se muestra en la imagen, bastante acusada en los meses de invierno y que provoca que durante las horas centrales del día el rendimiento en la captación de la energía solar no sea todo lo elevado que sería de desear.



Este comportamiento óptico que penaliza fundamentalmente los meses de invierno hace que el reparto de generación de estas centrales entre las dos partes del año en torno a los solsticios de verano e invierno sea de aproximadamente 75/25.

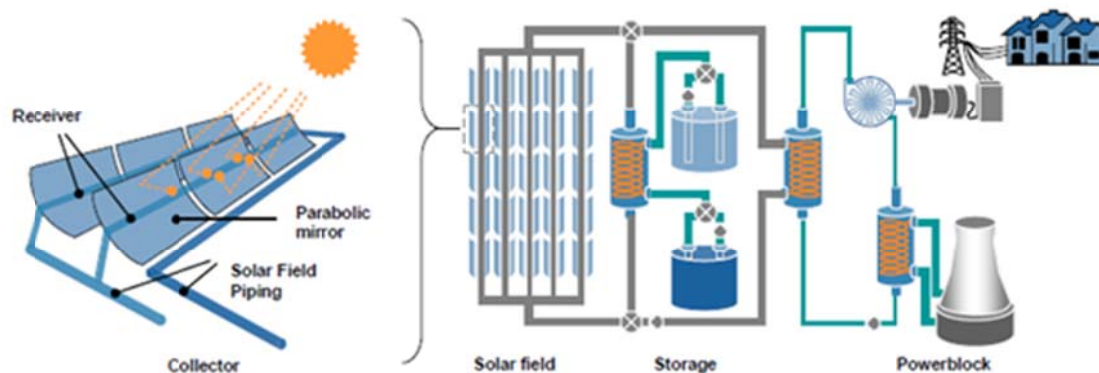
Los captadores parabólicos tienen una dimensión de cerca de 6 m de apertura entre los bordes de los espejos, que suelen ser de vidrio templado de 4 mm de espesor para proporcionar la suficiente rigidez y resistencia. Para incrementar el rendimiento por reflectividad y los problemas de rotura se están desarrollando espejos con vidrios laminados cuya cara anterior en la parte reflectante tendría poco más de 1 mm. También se está investigando la posibilidad de utilizar superficies reflectantes de aluminio reforzado con varias capas traseras de estructuras sándwich de resina y aluminio para proporcionar la necesaria rigidez. Igualmente se investiga con estructuras tipo sándwich con materiales compuestos con el objetivo de abaratar su proceso de fabricación.

Los tubos absorbedores son de acero con un diámetro de 7 cm y con un tratamiento en su superficie que asegura un comportamiento absorbente selectivo. Mediante una avanzada tecnología de soldadura vidrio-metal, con sistemas de compensación de dilataciones se dispone concéntricamente un tubo de vidrio de alta transmisividad para evitar las pérdidas por convección, mediante un elevado vacío, y por radiación, aprovechando las características selectivas del vidrio ante la longitud de onda de la radiación. Este vidrio protege además al tubo absorbedor de la intemperie. También se colocan sobre la superficie metálica del tubo unos pequeños y sofisticados elementos llamados *getters* que absorben las moléculas de hidrógeno y otros gases, procedentes de la degradación del aceite térmico y que pudiesen haber atravesado la pared metálica. De esta forma se trata de evitar tanto la pérdida de vacío y como de transmisividad del espacio entre los dos tubos.

La estructura metálica que soporta los espejos es la que presenta más variaciones en función del fabricante. Hasta ahora se han venido utilizando estructura de celosías de acero galvanizado o de aluminio y, más recientemente, están imponiéndose la estructura de tubos de acero resistentes a la torsión con cuadernas de chapa embutida para sujetar los espejos.

En un diseño típico de campo, los tubos absorbedores, de 4 m cada uno, se unen con conexiones rígidas de tres en tres formando elementos de 12 m con su correspondiente estructura y superficie reflectante. Un módulo consta de ocho de estos elementos dispuestos cuatro a cada lado del mecanismo de seguimiento. De esta forma cada seguidor mueve una superficie reflectante de unos 100 m de longitud y de más de 500 m² de superficie. El aceite térmico entra a los lazos en donde se produce el calentamiento del fluido térmico. Todos los lazos están dispuestos en paralelo sobre las tuberías distribuidoras de entrada y salida. Cada lazo tiene unos 600 m de longitud y consta de 6 módulos, 3 de ida y 3 de vuelta. La temperatura de entrada es de unos 290 °C y la de salida de cerca de los 400 °C. Entre módulo y módulo se disponen conexiones flexibles así como entre el primer y último módulo, y las tuberías distribuidoras.

El diagrama de bloques de una central de captadores parabólicos con sistema de almacenamiento se muestra en la imagen, en donde puede apreciarse que el fluido primario que circula por los tubos absorbedores tiene la posibilidad de ir, total o parcialmente, al generador de vapor para que se genere electricidad en el alternador conectado solidariamente a la turbina, o bien al sistema de almacenamiento, en donde entregará su energía a las sales fundidas que pasarían, en este modo de operación, del tanque frío al caliente.



Las centrales STE en España tienen la posibilidad de incorporar una caldera de gas para permitir una mejor respuesta ante transitorios de nubes, arranques o mantenimiento de las condiciones operativas durante periodos sin insolación. Este consumo, según la normativa actual del Régimen Especial de Generación Eléctrica, está limitado al 15 % de la energía solar captada en la apertura de los captadores parabólicos o al 50 %, en el caso de utilizar biomasa en lugar de gas natural.

En la imagen se muestra la isla de potencia de una central de captadores de canal parabólico con almacenamiento. El almacenamiento está formado por dos tanques que tienen un diámetro de unos 36 metros y 14 m de altura y que albergan unas 14.000 toneladas de sales fundidas, las cuales permiten una extensión de la operación de 7,5 horas a una central de 50 MW.



El espacio ocupado por una central de 50 MW con almacenamiento de 7,5 horas es de unas 200 Ha, la superficie de captación de unos 500.000 m² y la longitud de los tubos absorbedores de unos 90 km, lo que da idea del importante volumen de aceite térmico que necesitan estas plantas. Una central de la misma potencia sin almacenamiento ocupa unas 140 Ha., tiene una superficie de captación de cerca de 300.000 m² y una longitud de tubos absorbedores de algo más de 50 km.

El tamaño de 50 MWe no representa ningún límite superior para este tipo de tecnologías siendo tan sólo el valor de la potencia que no se puede sobrepasar para recibir la tarifa actual del Régimen Especial en España. En EE.UU. se están considerando centrales de tamaño superior a 150 MWe con un solo bloque de potencia, lo cual ayuda a reducir significativamente los costes de generación.

En la actualidad las cifras más representativas del estado del arte de las centrales comerciales de esta tecnología serían las siguientes:

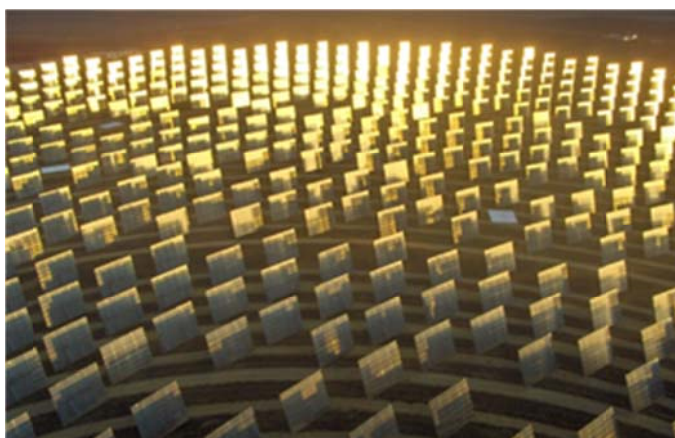
Tamaño: Ilimitado. Serían factibles tamaños de central que utilizasen turbinas disponibles en el rango de 200 MW o superiores.
Temperatura de trabajo: 400 °C con fluidos sintéticos. El uso de sales fundidas o el vapor directo no está implantado de forma comercial.
Tamaños de los captadores: Cada módulo operado por un solo actuador tiene una dimensión de 150 m de largo y una apertura del captador parabólico de 6 m. Módulos de mayor apertura están siendo investigados.
Espejos: Son generalmente de vidrio templado de 4 mm de espesor. Otros sistemas de vidrio laminado con menor espesor en la lámina anterior o de otros tipos de superficies reflectantes están siendo estudiados pero no se han implantado de forma comercial todavía.
Rendimiento de conversión de energía solar a energía eléctrica: Punto de diseño: 16%. Anual: 14%.
Inversión: Entre 3.300 y 5.500 €/KW en función del tamaño de planta y factor de capacidad.
Precios actuales de PPAs que harían factibles las centrales: Entre 15 y 20 c€/kWh en función del nivel de radiación, tamaño de la central, factor de capacidad, condiciones financiación, etc.

Centrales de Receptor Central

En la imagen se puede apreciar el principio de funcionamiento de estas centrales en las cuales los helióstatos reflejan la radiación solar directa en receptor situado en lo alto de la torre.



En la imagen se puede ver una toma frontal del campo



En estos sistemas la relación de concentración llega a ser del orden de 1000x en la superficie de los tubos del receptor e incluso puede alcanzar los 5000x en el centro de la apertura en los receptores de cavidad. Ello permite trabajar a temperaturas de entre 500 y 800 °C dependiendo del fluido de trabajo, con un buen rendimiento combinado óptico y térmico.

Los rendimientos en el punto de diseño de las centrales de torre superan ligeramente el 20% en el caso de utilizar fluidos primarios de vapor o de sales fundidas a 550 °C y sobrepasarían el 30% cuando se utilizasen ciclos combinados con aire presurizado a 800 °C en el receptor.

Las primeras centrales comerciales de torre operativas en España están utilizando una filosofía muy conservadora al trabajar con vapor saturado a 250 °C, pero los diseños de las nuevas centrales, tanto en nuestro país como en el ámbito mundial están considerando vapor sobrecalentado a 550 °C o sales fundidas a 600 °C para ciclos con turbina de vapor, o incluso aire a 800 °C para la etapa de alta temperatura de ciclos combinados en receptores volumétricos o

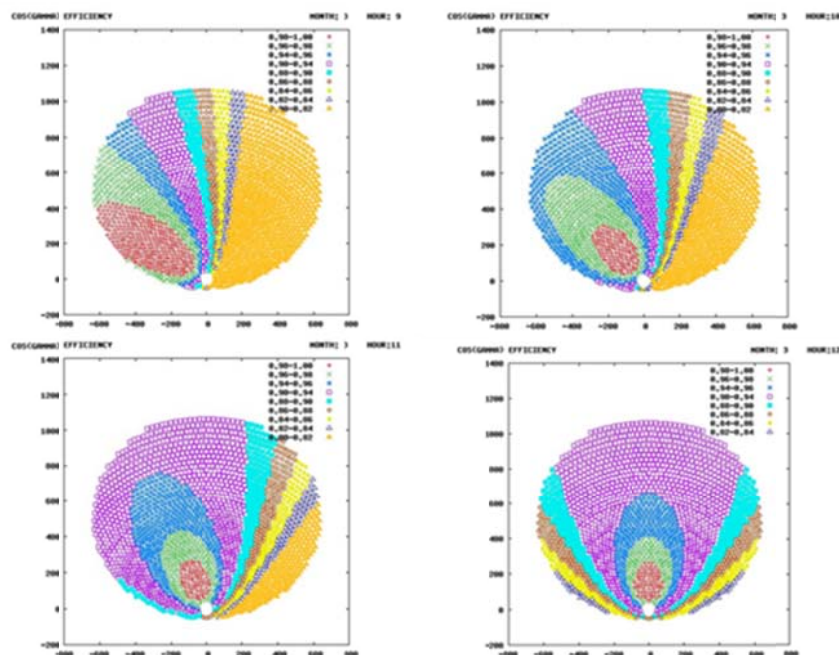
presurizados hibridados en serie con una caldera de gas natural para elevar la temperatura del aire hasta el rango típico de las turbinas de gas en torno a los 1300 °C.

Los helióstatos, cuya posición es controlada permanentemente por ordenador, colocan su superficie reflectante de forma que el rayo reflejado se dirija al receptor en la torre. El objetivo puede ser el centro de la apertura los receptores de cavidad o un determinado punto de la superficie del receptor en los de tipo externo cilíndrico, al objeto de distribuir el flujo de radiación reflejada en toda su superficie y evitar sobrepasar los límites de los materiales. Antes de arrancar o ante determinadas situaciones de operación, los helióstatos dirigen sus rayos al punto de espera a una cierta distancia de la torre formándose un diábolo luminoso de gran belleza.

A diferencia de los captadores parabólicos cuya disposición es siempre perpendicular al sol en un plano, los helióstatos mueven su superficie en dos ejes variando constantemente a lo largo del día el ángulo entre la normal a la superficie y la radiación incidente. Este ángulo se conoce como gamma y su coseno es uno de los factores más importantes en el rendimiento óptico. Para hacer el campo de helióstatos más eficiente se intenta compactar al máximo con el compromiso de que las sombras que se dan unos a otros en diferentes momentos del día, y el bloqueo que a la radiación reflejada por un helióstato puede parcialmente hacerle el que se encuentre delante de él en la dirección del receptor, sea lo mínimo posible. Este factor de rendimiento se conoce como sombras y bloqueos.

Una vez que la radiación es reflejada hasta el receptor deberá recorrer la distancia que les separa con unas pérdidas relacionadas con la atenuación atmosférica. Y por fin, una vez que la radiación reflejada llega al plano de la apertura o del receptor externo puede que haya una parte de la imagen reflejada que sobrepase sus dimensiones. Este último factor de rendimiento se conoce como desbordamiento.

La variación de uno de estos factores, el coseno de gamma, en función de la hora del día está ilustrada en la figura en la que cada cambio de color representa un 5% de rendimiento. La secuencia de imágenes muestra esta variación desde las 9 a.m, a las 12 del medio día para una central de 60 MWe.



Al rendimiento óptico de captación hay que afectarle el rendimiento térmico del receptor teniendo en cuenta sus pérdidas por reflexión, convección y radiación. En este sentido, los receptores de cavidad y los externos tienen comportamientos muy diferenciados.

En cuanto al reparto estacional de producción, las centrales de torre tendrían una proporción más homogénea (60/40) en cuanto a la producción en los seis meses de cada solsticio (verano e invierno), que las de captador de canal parabólico, lo cual implicaría menos necesidades de respaldo para seguir la demanda anual.

Respecto a los helióstatos, existen en estos momentos dos filosofías distintas de diseño, cada una de las cuales defiende que es la mejor opción desde el punto de vista del coste de la energía generada. Las plantas comerciales en operación y construcción en España utilizan helióstatos de 120 m² de superficie reflectante cada uno. Sin embargo, el sector de planta que se ha construido en Israel, representativo de una futura central comercial, emplea helióstatos de 7 m² y hay algún otro diseño de planta en Estados Unidos que apuesta por helióstatos de tamaño incluso inferior.

Desde el punto de vista de coste de la energía térmica entregada por el receptor, los cálculos comparativos efectuados en plantas de 50 MWe con helióstatos de 120 m² y de 7 m² muestran una ligera ventaja de los helióstatos más grandes con unas determinadas hipótesis de coste de componentes que hoy en día parecen razonables. Sin embargo, las plantas con helióstatos más pequeños, supuesto el mismo error total en la calidad de la imagen, permiten una cierta mayor compactación y por tanto, unas menores necesidades de terreno.

Los helióstatos constan de un pedestal, anclado a su cimentación, en cuya parte alta se coloca la caja de mecanismos capaz de proporcionar, a la estructura que soporta la superficie reflectiva, el movimiento en azimut y la elevación necesarios para que la radiación reflejada se dirija durante la operación al receptor en la torre. La estructura suele tener un tubo resistente a la torsión al que se le unen unas vigas de celosía en donde se anclarán las facetas. Las facetas tienen una superficie reflectante de vidrio espejado y para producir una óptima concentración, deben fabricarse con un radio de curvatura del doble de la distancia entre el helióstato y el receptor. Al ser éste de centenares de metros, éstas tienen apariencia de ser planas a simple vista. También hay diseños que apuestan por facetas planas helióstatos. Las facetas se disponen sobre la estructura soporte canteándolas adecuadamente de acuerdo a la distancia al receptor pudiendo apreciarse la forma de casquete esférico de gran radio de curvatura cuando se observa un helióstato completo.

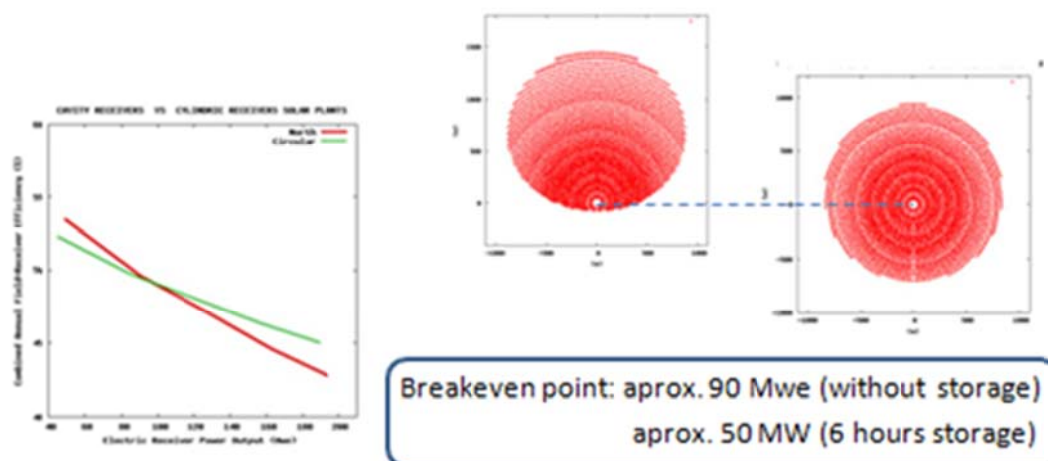
En los mecanismos se disponen unos codificadores angulares, tanto en elevación como en azimut y el ordenador de control de campo enviará la señal de actuar cuando la posición deseada, en función del programa que describe el movimiento del sol, no es la misma que señalan dichos codificadores. En algunos diseños, para evitar el tendido de cables y reducir el consumo de electricidad auxiliar, se dota a los helióstatos de un panel fotovoltaico para proporcionarles autonomía energética a la vez que las comunicaciones con la sala de control se efectúan a través de radiofrecuencia.

Las plantas de torre permiten una mayor variedad de tipologías de diseño y de disposición del campo solar que las de las centrales de canales parabólicos.

Así, en una primera división podríamos distinguir entre las plantas que tienen un receptor abierto y que requieren un campo de helióstatos que rodee la torre y las que tienen un receptor de cavidad que, en nuestras latitudes, requerirá que los helióstatos se dispongan sensiblemente al norte de la torre. También se están considerando receptores multicavidad con campos que rodearían total o parcialmente la torre.

Hasta ahora, las únicas dos plantas comerciales operativas en España, las PS10 y PS20 de Abengoa, de 11 y 20 MW respectivamente, se han diseñado con receptor de cavidad y campo norte. La tercera, que se encuentra en construcción, Gemasolar de Torresol/SENER, utiliza campo circular y, aunque su potencia nominal es de 17 MW, dado su gran sistema de almacenamiento, podría equipararse a una planta de cerca de 50 MW sin almacenamiento.

La respuesta a la pregunta sobre qué tipología de receptor y de campo es preferible en función de la potencia de la central, depende en cierta medida del fluido de trabajo y de la calidad de los helióstatos, así como de criterios constructivos y de coste de los receptores. En la figura se muestra una respuesta a dicha pregunta basada exclusivamente en criterios físicos de optimización.



En los dos diseños se ha considerado que la planta utilizaría un receptor de sales fundidas y que los helióstatos son equivalentes a los utilizados en las plantas comerciales en España.

Como puede verse, aunque el número de helióstatos es muy parecido en ambos casos para una potencia de 70 MWe el campo norte ofrece, todavía para ese nivel de potencia, mejores resultados. Los valores de distancia del último helióstato y de altura de la torre siguen siendo razonables. Ese nivel de potencia podría considerarse el que, para plantas de las características referidas, marcaría la frontera entre una y otra tipología de receptor y campo. A este análisis de rendimiento combinado óptico y térmico habría que superponerle otro de carácter ingenieril sobre la factibilidad y ventajas entre un receptor de cavidad y uno externo para esos tamaños.

Respecto a la duda de hasta qué tamaño podrán escalar las plantas de tipo torre, teniendo en cuenta la disminución de rendimiento de los helióstatos con la distancia así como los límites constructivos de alturas de la torre, los cálculos realizados con el programa NSPOC muestra dimensiones técnicamente factibles, no sólo para las plantas de 100 MWe que están siendo diseñadas en EE.UU. sino para potencias incluso superiores.

Así, una planta de 100 MWe con campo circular sin almacenamiento requeriría alturas de torre de unos 160 m y la última fila de helióstatos estaría situada a unos 1000 m de distancia a la base de la torre. Estos datos para una planta de 150 MWe serían de 180 m de altura de la torre y 1300 m de distancia del último helióstato, por lo que puede afirmarse que el concepto de centrales de receptor central es físicamente viable para esos tamaños de plantas.

Un concepto muy prometedor para plantas de receptor central lo constituye el uso de aire presurizado como fluido de trabajo, susceptible de ser hibridado en serie con una caldera de gas para alcanzar las condiciones de entrada a una turbina de gas de un ciclo combinado que, a su vez, tendría su ciclo de vapor recuperando la energía térmica residual de la turbina de gas. En estos momentos se va a comenzar la construcción de un primer prototipo de 4,6 MWe que constituye un tamaño suficientemente representativo (proyecto SOLUGAS de Abengoa).

Para este tipo de plantas se están desarrollando receptores tanto con tubos presurizados como de tipo volumétrico con aire a presión confinado por ventanas de cuarzo.

El diagrama de bloques de las centrales de torre con sales fundidas como fluido, que parece será el diseño dominante en los próximos años, es sensiblemente parecido al de las centrales de canales parabólicos mostrado en la imagen.



El sistema de almacenamiento sería también de dos tanques, pero su volumen será inferior al necesario en las centrales de canales parabólicos ya que, en las centrales de torre, la temperatura del tanque caliente es mucho más elevada y, por tanto, el salto térmico es mayor requiriendo menos volumen de sales para la misma energía almacenada, ya que esta (la energía almacenada) es proporcional a dicho salto térmico.

A efectos comparativos, el espacio ocupado por una central de torre de 50 MW, trabajando a 560°C, sin almacenamiento y con el mismo punto de diseño que una central de captadores de canal parabólico sería de unas 100 Ha. que es menor que el requerido para la instalación de una central de captadores de canal parabólico de las mismas características. Asimismo, la superficie reflectante sería de unos 260.000 m² que es también inferior a la superficie de captación en la apertura de los captadores de canal parabólico, pero notablemente inferior a la superficie de espejo requerida por esta última, ya que la superficie de espejos es aproximadamente un 30% mayor que la de la apertura en dichos captadores de canal parabólico.

La experiencia de implementación de centrales de torre comerciales todavía no es suficiente para poder compararla con la de captadores parabólicos en términos de cifras de inversión y de coste de la energía generada, pero la mayor parte de expertos ven en estas centrales ventajas competitivas que podrían hacer que esta tipología pasara a ser la preferida en el futuro.

La tecnología de torre permite otras aplicaciones distintas a la de generación de electricidad, tales como la de procesos químicos orientados a metalurgias especiales o a la producción de combustibles.

Tamaño: El rendimiento de estas centrales disminuye con el tamaño. Por ello, no parecen apropiadas para tamaños superiores a 150 – 200 MW en función del tamaño del almacenamiento.
Fluidos y temperatura de trabajo: Vapor de agua sobrecalentado a 550°C Sales fundidas a 565°C Se está estudiando el uso de aire presurizado a temperaturas cercanas a 1000 °C.
Tamaños de los helióstatos: Hay dos corrientes distintas en las centrales comerciales actuales: pequeños (aprox. 14 m2) y grandes (aprox. 120 m2)
Rendimiento de conversión de energía solar a energía eléctrica: Punto de diseño: 20% Anual: 17%
Inversión: Entre 3.000 y 5.000 €/KW en función del tamaño de planta y factor de capacidad.
Precios actuales de PPAs que harían factibles las centrales: Entre 14 y 18 c€/kWh en función del nivel de radiación, tamaño de la central, factor de capacidad, condiciones financiación, etc.

Centrales de lineales de Fresnel

En la imagen se muestran los elementos principales de estas centrales: los espejos lineales orientables y el tubo absorbente estático en la parte superior con un sistema de reconcentración de los rayos reflejados por los espejos lineales.

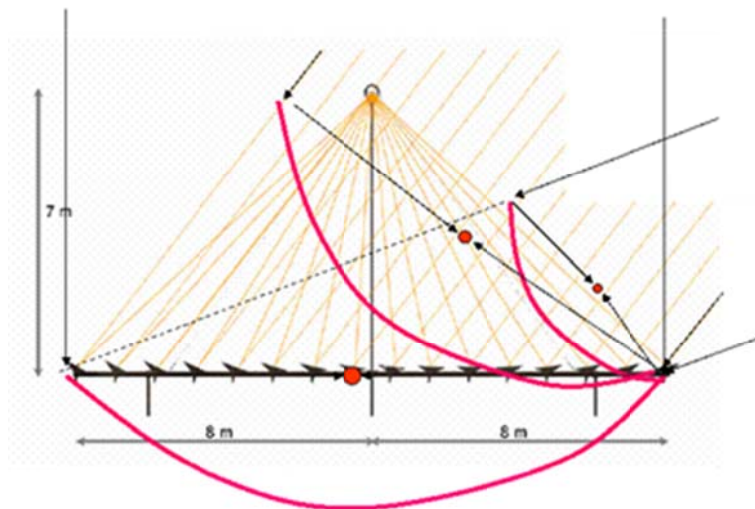


En estos sistemas la relación de concentración es bastante inferior a la alcanzable en los captadores parabólicos e, incluyendo la reconcentración, no pasa de 40x. Con estos valores la temperatura máxima del fluido de trabajo estaría por debajo de los 300 °C para tener un rendimiento combinado óptico y térmico razonable. Con esos valores de temperatura puede pensarse tanto en la utilización de aceites térmicos como de vapor saturado. Los rendimientos de conversión en electricidad en el punto de diseño estarían en torno al 10%. Si bien es cierto que ya existen proyectos de demostración cuyo objetivo es alcanzar temperaturas cercanas a los 500°C, habrá que esperar para ver su viabilidad comercial.

Los reflectores lineales, que suelen tener una pequeña curvatura, se disponen en dirección Norte-Sur por lo que deben efectuar un seguimiento completo en un eje a lo largo del día, mirando hacia el este por la mañana y siguiendo al sol hasta su puesta por el oeste.

En esta tipología de sistema de concentración pueden disponerse los módulos completos, uno al lado del otro, con gran compactación del campo dado que no se harán sombra entre módulos al ser estructuras estáticas. Sin embargo, sí podrá haber algo de sombras entre los reflectores lineales a primeras y a últimas horas del día en la parte oeste o este del módulo respectivamente.

Sin embargo, la superficie de captación de la radiación solar comparada con la de los captadores de canal parabólico muestra claras desventajas a las primeras horas de la mañana o últimas horas de la tarde y, en general, a cualquier hora del día distinta de las 12:00 solares. Por ello, y teniendo en cuenta además la menor concentración y la diferencia de temperatura de trabajo, esta tecnología sólo será competitiva si sus costes de inversión son notablemente inferiores a los de las centrales de canales parabólicos.



Las instalaciones de sistemas Fresnel de concentración de foco lineal son todavía muy diversas dependiendo de sus principales características y de las dimensiones de los módulos de cada fabricante. La única planta de cierto tamaño operativa en España, utiliza para cada elemento espejos que totalizan 16 m de longitud con una anchura de la superficie de captación de 12 m. Los tubos absorbedores son de 7 cm de dimensiones similares a las de los captadores parabólicos actuales.

En función de la aplicación y de la temperatura de trabajo se podrían utilizar tubos absorbedores con recubrimientos selectivos menos costoso que los de los captadores parabólicos e incluso no llevar el tubo concéntrico de vidrio con vacío. Para evitar pérdidas convectivas y de radiación podría ponerse un vidrio de alta transmisividad cerrando el reconcentrador por su parte baja pero sin hacer el vacío en su interior.

Las estructuras soporte de los espejos, al estar ancladas al suelo, son muy estables. También son muy sencillos y económicos los sistemas de orientación de los espejos.

El diagrama de bloques de una central de reflectores lineales de Fresnel es muy similar al de una de captadores parabólicos aunque en este caso no resultan apropiados los tanques de sales fundidas como sistema de almacenamiento dada la temperatura que alcanza el fluido. Cuando se utiliza el agua como fluido refrigerante para obtener vapor saturado solo parecen adecuados tanques de vapor de limitada autonomía. No obstante, estas plantas pueden ser muy fácilmente hibridadas con gas natural o biomasa lo que permite su gestionabilidad a pesar de que no dispongan de sistema de almacenamiento.

A efectos comparativos con las centrales de canales parabólicos, se estima teóricamente que los campos solares de lineales de Fresnel deberían tener una inversión aproximadamente de la mitad de los campos de captadores parabólicos para resultar competitivos, dadas las menores eficiencias anuales ópticas y de conversión termodinámica. Las compañías que trabajan en esta tecnología anuncian precios de los componentes en esa línea de precios, por lo que habrá que esperar a los próximos años para ver qué tipología de diseño de campo resulta finalmente preferida para las plantas.

La primera central comercial de 30 MW ya está operativa en España.

Tamaño: Ilimitado. Serían factibles tamaños de central que utilizasen turbinas disponibles en el rango de 200 MW o superiores.
Fluidos y Temperatura de trabajo: La tecnología Fresnel ha apostado por la generación directa de vapor aprovechando que el tubo captador está fijo. Las centrales comerciales utilizan vapor saturado a cerca de 300 °C pero se están estudiando centrales con vapor sobrecalentado a 500 °C
Tamaños de los captadores: Cada línea suele tener cerca de 1 km. Los espejos se actúan por módulos con un solo motor cada 20 m.
Espejos: Son generalmente de vidrio templado de 4 mm de espesor.
Rendimiento de conversión de energía solar a energía eléctrica: Punto de diseño: 14% Anual: 10%
Inversión: Aproximadamente 2.800 €/kW en centrales sin almacenamiento.
Precios actuales de PPAs que harían factibles las centrales: Entre 13 y 20 c€/kWh en función del nivel de radiación, tamaño de la central, factor de capacidad, condiciones financiación, etc.

Discos parabólicos con motores Stirling

En la imagen se muestra un disco con su motor en la que pueden verse todos los elementos representativos de esta tecnología.



En estos sistemas la relación de concentración es la más elevada de las tecnologías de concentración pudiendo alcanzarse fácilmente niveles de 3000x. Debido a ello, la temperatura del fluido de trabajo puede ser muy elevada y consecuentemente el rendimiento global óptico termodinámico de conversión que se sitúa habitualmente en valores superiores al 25%.

Para conseguir la superficie reflectante parabólica se emplea habitualmente una estructura metálica con elementos rigidizadores, tipo celosía o de embutición, que permite obtener una superficie parabólica a la que se adhieren los elementos reflectantes a modo de facetas. También se han ensayado membranas tensionadas con resultados no demasiado satisfactorios bajo el punto de vista de durabilidad.

En esta tecnología la parábola debe estar siempre orientada al sol, para lo cual, el procedimiento más extendido es el de movimiento de la estructura en dos ejes: azimut y elevación. En algunos diseños el movimiento de azimut se realiza sobre un rail circular en el que se apoya toda la superficie, mientras que en otros diseños incorporan los dos movimientos en una caja de mecanismos encima de un pedestal, en cierto modo mecánicamente similar a la de los helióstatos. También se han probado configuraciones con seguimiento polar en el que un eje se ajusta periódicamente a la altura de la órbita del sol, mientras que el otro eje efectúa un movimiento a la velocidad constante de rotación de la tierra.

El receptor es otro elemento esencial de esta tecnología y consiste normalmente en un conjunto tupido de tubos que llenan todo el interior de una cavidad hecha con materiales cerámicos. En dichos tubos se calienta el fluido, habitualmente hidrógeno o helio, que efectúa el ciclo Stirling de conversión termodinámica.

En los motores es donde radica el cuello de botella para un desarrollo e implementación más rápido de esta tecnología. Hasta hace poco tiempo existían fabricantes cuyos motores solarizados estaban en el rango de potencia entre 10 y 25 kW pero recientemente entró en la escena el fabricante de EE.UU. Infinia con motores de 3 kW y un diseño aparentemente de gran fiabilidad y reducido mantenimiento. El número de motores fabricados por esa compañía hasta la fecha supera sobradamente el número de motores instalados de los antiguos fabricantes.

En esta tecnología la posibilidad de hibridación no resulta tan sencilla como en las tres tecnologías anteriores. Los sistemas que no estén hibridados tendrán problemas con su gestionabi-

lidad y será difícil que puedan competir con las otras tecnologías termosolares en centrales de gran tamaño conectadas a la red. Sin embargo, una ventaja muy relevante es que estas tecnologías no necesitan agua para la refrigeración del ciclo, ya que evacuan el calor residual del ciclo termodinámico a la atmósfera con ayuda de los ventiladores internos instalados bajo la misma carcasa que el motor.

3. Almacenamiento e Hibridación

Las tres tecnologías que trabajan con fluido caloportador de la energía solar, es decir, las centrales STE de captadores de canal parabólico, de torre y de Fresnel pueden mejorar sus características de gestionabilidad mediante la incorporación de un sistema de almacenamiento térmico.

La tipología del almacenamiento más idóneo depende muy directamente del tipo de fluido utilizado.

Así los sistemas que utilizan vapor saturado podrán almacenar este durante un periodo reducido de extensión de la operación en un conjunto de tanques cuyo tamaño unitario máximo está fuertemente condicionado por la presión del vapor.

Los sistemas que utilizan aceite térmico podrían almacenar, en un sistema de doble tanque - frío y caliente-, el propio aceite o también en un único tanque vertical con fuerte efecto termoclino. No obstante, el precio del aceite sintético hace prohibitiva esta opción y suele preferirse intercambiar el calor del aceite a sales fundidas, que podrán almacenarse en el sistema de doble tanque mencionado. Cuando las sales fundidas son el fluido primario utilizado para la captación de la energía solar, el sistema de almacenamiento idóneo es en esas propias sales.



El sistema de almacenamiento en sales fundidas, mezclas eutécticas de nitritos y nitratos sódicos y potásicos, es el utilizado habitualmente y su tamaño, es decir, la masa de sales y el volumen de los tanques, dependerá de la temperatura máxima del fluido captador de la energía solar. Ya que dicha masa de sales será inversamente proporcional al salto térmico entre el nivel del tanque frío, que habitualmente es de unos 270 °C para tener un cierto margen respecto a la temperatura de solidificación de las sales, y el del tanque caliente cuya temperatura será ligeramente inferior a la temperatura máxima del fluido primario.

Así, el diferencial entre la masa de sales necesaria para almacenar una unidad de energía será casi tres veces menor para una central de torre, cuya temperatura de las sales a la salida del receptor sea de 550 °C, que para una planta de captadores de canal parabólico cuya temperatura del tanque caliente de sales será de unos 370 °C.

Otra alternativa de almacenamiento térmico, que está siendo investigada, es la que emplea grandes masas de hormigón con tubos intercambiadores embutidos. Esta tecnología es aplicable tanto a los aceites térmicos habituales en los captadores de canal parabólico o campos de reflectores lineales de Fresnel como a los sistemas que utilizan vapor saturado. Su princi-

pal ventaja es el bajo coste por unidad de energía almacenada, pero su eficiencia es limitada y no se han probado a gran escala hasta la fecha.



Otro sistema que está siendo desarrollado, es el basado en cambios de fase que podría reducir drásticamente los volúmenes de almacenamiento. Asimismo, se investigan sistemas mixtos que combinen sistemas de calor latente con sistemas de cambio de fase para ser aplicados cada uno a una etapa del proceso de calentamiento, evaporación y sobrecalentamiento del agua que efectúa el ciclo Rankine de conversión.

La hibridación aparece como una alternativa muy sencilla para aumentar la disponibilidad y gestionabilidad de las centrales STE.

El sistema de hibridación que utilizan todas las plantas operativas, hasta la fecha en España, es de una caldera de gas natural de la que poder obtener vapor para enviar a la turbina en los momentos en los que sea requerido por falta del recurso solar. También puede utilizarse dicha caldera para atender otras necesidades térmicas que pueda tener la planta.

La regulación actual del Régimen Especial de Producción de Electricidad permite hasta un 15% de consumo de gas de la energía total térmica, de origen solar o gas, utilizada por la central. Dicha regulación permite que ese porcentaje sea de hasta el 50% cuando la energía auxiliar tenga su origen en la biomasa. Hay que hacer notar que dichos límites son meramente regulatorios, y que estas plantas podrían, en principio, diseñarse para producir energía firme, siempre que fuese requerida si el sistema regulatorio lo permitiese, y la retribución fuese suficientemente atractiva para compensar el sobrecoste del dimensionamiento de las calderas respecto a la situación actual.

Sin embargo, desde el punto de vista exergético no resulta óptimo utilizar el gas para obtener vapor a unos 400 °C y, por eso se están desarrollando conceptos que permitan obtener, tanto del gas natural como de la biomasa, el máximo partido.

En esta línea se están diseñando plantas piloto de un tamaño precomercial tanto con tecnología de torre como de captadores de canal parabólico. En las centrales de torre se trabajaría con aire a unos 9 bar de presión como fluido primario, que alcanzaría unos 800 °C de temperatura en el receptor y que posteriormente, sería calentado de nuevo mediante una caldera de gas natural para conseguir las condiciones óptimas de entrada a una turbina de gas. El escape de la turbina de gas sería recuperado para alimentar un ciclo Rankine constituyendo el conjunto un ciclo combinado con aporte solar en la parte de alta temperatura.

En la tecnología de centrales de captador de canal parabólico se está considerando la utilización de la biomasa. En este sentido, sería a través de un proceso de gasificación que permita posteriormente alimentar una turbina de gas, cuyo escape sería igualmente recuperado en un ciclo Rankine, que, a su vez, sería alimentado adicionalmente por vapor proveniente de una planta convencional de captadores de canal parabólico. De esta forma, el conjunto constituiría un ciclo combinado cuya energía, procedente de la biomasa, se aportaría en la etapa de gas y la procedente de la energía solar en la parte de vapor con un rendimiento global muy superior a los de las plantas actuales.

Además de la hibridación de centrales solares con otros combustibles (biomas, gas,...) los campos solares pueden integrarse con centrales convencionales y contribuir a ahorrar combustible.

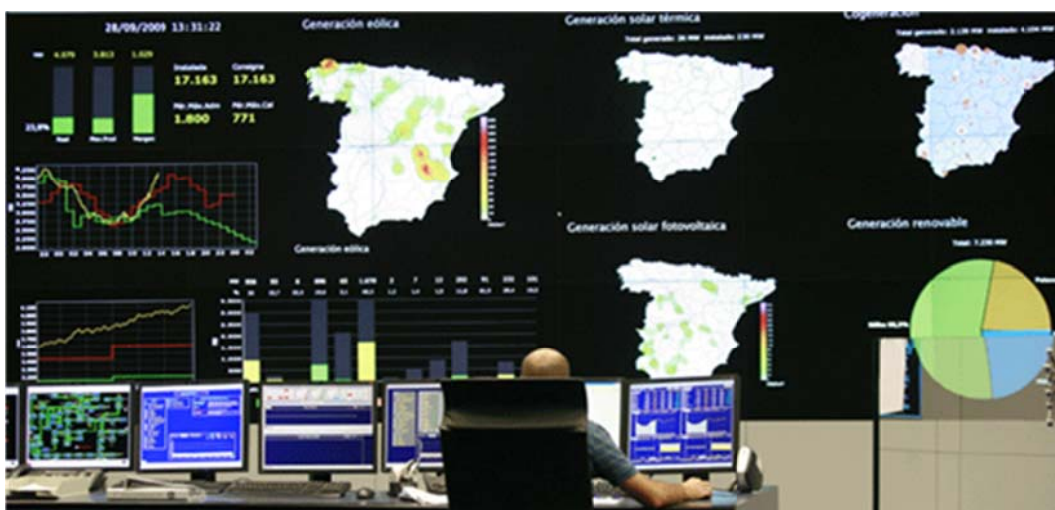
En este sentido, ya están operativas varias centrales con el concepto ISCC -Integrated Solar Combined Cycle-, en ciclos combinados de gas, y se están construyendo proyectos de integración con centrales térmicas de carbón.

4. Gestionabilidad y Aspectos de Integración en la Red

Para facilitar su amplia integración en la red y una participación significativa en el mix de generación, las energías renovables deben cumplir una serie de características como:

- * Firmeza, es decir, fiabilidad en el cumplimiento de la generación programada y comunicada el procedimiento operativo del mercado intradiario.
- * Estabilidad permitiendo mantener el sincronismo ante perturbaciones transitorias.
- * Poder ser controladas por el Operador del Sistema atendiendo a la situación y necesidades de la red.

Las centrales de más de 10 MW son obligatoriamente conectadas al centro de control CECRE para las unidades de generación de fuentes renovables de energía. El CECRE de Red Eléctrica de España fue creado en 2006, está integrado en el CECOEL que controla todo el sistema eléctrico español, y constituye una solución pionera en el ámbito mundial que facilita la integración de la generación renovable.



Con ellas se permite la integración segura en el sistema eléctrico y dichas características son perfectamente demostrables por las centrales solares termoeléctricas (STE) siendo este un aspecto que diferencia a esta tecnología frente a otras como la eólica o la fotovoltaica.

Las centrales STE son inmunes ante las perturbaciones transitorias de corta duración que se producen con cierta frecuencia en la red gracias a su inercia y a su capacidad de regulación, lo que contrasta con la vulnerabilidad de otras tecnologías, y permiten programar con antelación y gran fiabilidad su generación.

Entrando algo más en detalle en los aspectos de estabilidad del sistema, se puede decir que hay dos formas de regulación de potencia como respuesta a los posibles desequilibrios en la red que sea preciso corregir.

El primero de ellos correspondería a la propia respuesta de las máquinas rodantes con su gran inercia, como es el caso de las centrales STE con su turbina de vapor y alternador, que almacenan energía cinética y la pueden entregar de forma inmediata incluso antes de la actuación de los sistemas de control.

El segundo de ellos es proporcionado por los reguladores automáticos, de los que van dotados las máquinas rodantes, que permiten responder en un rango de pocos segundos (regulación primaria) cuando sean detectados variaciones en los valores de referencia de la potencia o de la velocidad de giro de la turbina. Para que dicha respuesta no sitúe al conjunto generador de la turbina y el alternador a una frecuencia distinta de la requerida por el sistema, se les dota de otro sistema (regulación secundaria) cuyo rango de acción se extiende unos minutos.

La regulación secundaria es requerida ante grandes variaciones de carga, y puede ser ofertada por centrales que dispongan capacidad de variar su potencia estando en funcionamiento. Dado que las centrales STE normalmente trabajan al nivel de potencia que permite el Régimen Especial para percibir la prima, podrían ofertar regulación secundaria “a la baja” al sistema. Técnicamente podrían también ofertar regulación secundaria “al alta”, pero ello debería ser contemplado en la redacción del nuevo R.D.

Cuando la capacidad de regulación secundaria es utilizada y queda, por tanto, “perdida” el Operador del Sistema necesita tener nuevas reservas que pueda activar con una previsión en un rango de pocas horas. Esto es lo que se conoce como regulación terciaria a la que serían aplicables los mismos comentarios sobre las posibilidades de las centrales STE que en el caso de la regulación secundaria.

En resumen, las centrales STE aportan inercia al sistema, así como capacidad de regulación primaria, secundaria y terciaria. Esto las sitúa de forma funcional al mismo nivel que las centrales térmicas de carbón, y con ventajas ante las centrales de ciclo combinado que no pueden aportar regulación primaria y con ciertas limitaciones, la secundaria, o las centrales nucleares que no son habitualmente empleadas para regulaciones secundarias o terciarias.

Pasando de los conceptos relativos a la estabilidad del sistema eléctrico y centrándose en los aspectos más cualitativos de seguimiento de la curva de demanda. Las centrales STE tienen la capacidad de poder responder a necesidades de la demanda, por ejemplo, desconectándose de la red cuando hay un exceso de generación. En este sentido, no pierden por ello la capacidad de seguir aprovechando la radiación solar mediante su sistema de almacenamiento, o manteniendo o elevando el nivel de potencia, cuando se les solicita. Además están por debajo de la potencia nominal, incluso en situaciones de ausencia de radiación mediante la hibridación permitida con la caldera de gas natural.

Este conjunto de posibilidades les otorga el calificativo de “gestionables” y constituye el más importante valor añadido para poder, no sólo permitir una contribución importante en la estructura de generación del sistema eléctrico español en el futuro, sino también para facilitar el que otras tecnologías de generación renovable, sin esos atributos, puedan también implementarse a cierta escala gracias al soporte funcional que proporcionará el futuro parque de centrales STE.

Adicionalmente, las centrales STE pueden diseñarse para el rango más amplio de necesidades de los sistemas eléctricos de los países en función de sus carencias o planificación. Pudiendo actuar como generadores de pico para cubrir las necesidades en las horas centrales del día, como generadores de operación extendida con sistemas de almacenamiento en torno a las 4 - 7 horas, o incluso poder constituirse en generadores de potencia base con almacenamientos por encima de las 15 horas.

La tecnología termosolar sigue dando muestras de su fiabilidad y rendimiento, consolidándose como una fuente energética madura y gestionable como así lo demuestran las estadísticas de generación.

Durante el mes de junio de 2012, casi se ha duplicado la generación respecto al mismo mes del año anterior, con 414 GWh generados, estableciéndose así un nuevo récord que, previsiblemente será muy efímero, ya que la entrada de nuevas centrales hará que aumente la generación total del sector.

El día con la punta de generación es por ahora el 10 de julio de 2012, cuando se alcanzaron 19,4 GWh generados, siendo ese mismo día a las 15:00 horas el intervalo horario de mayor generación hasta el momento, con 1363 MWh generados, lo que supuso abastecer el 4% de la demanda.

La curva de generación del día 10 de julio muestra cómo la energía termosolar se adapta a la curva típica de consumo, vertiendo electricidad a la red incluso de noche gracias a los sistemas de almacenamiento térmico.

