

ENERGÍA SOLAR TERMODINÁMICA EN AMÉRICA LATINA LOS CASOS DEL BRASIL, CHILE Y MÉXICO



NACIONES UNIDAS

CEPAL



**COOPERAZIONE
ITALIANA**

Documento de proyecto

Energía Solar Termodinámica en América Latina: los casos de Brasil, Chile e México

Federico Bernardelli



Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)

El presente documento ha sido elaborado por Federico Bernardelli, asistente de proyecto de la Unidad de Recursos Naturales y Energía de CEPAL, sobre la base de una idea original del **Prof. Carlo Rubbia**, Premio Nobel en Física 1984 y Asesor Especial de la Secretaría Ejecutiva de CEPAL en Prospectiva Energética, a quien el autor dedica el documento

El trabajo ha sido coordinado y supervisado por Manlio F. Coviello, Jefe de la Unidad de Recursos Naturales y Energía de CEPAL, y se ha desarrollado en el marco del proyecto de cooperación entre el Gobierno de Italia y la CEPAL “ITA/10/002 – *Redes Inteligentes de Energía en América Latina*”.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

Publicación de las Naciones Unidas

LC/W.402

Copyright © Naciones Unidas, mayo de 2010. Todos los derechos reservados
Impreso en Naciones Unidas, Santiago de Chile

Índice

Introducción	7
I. La radiación solar y su distribución sobre la superficie terrestre	10
II. Usos de la energía solar	13
III. Historia y evolución de la tecnología a Concentración Solar	17
IV. Tipos de instalaciones solares termodinámicas	19
1. Linear con espejos parabólicos.....	19
2. Linear con sistema “Fresnel”.....	21
3. Receptor Central a Torre	22
4. Discos Parabólicos con Turbina.....	24
5. Estudio comparado de las tecnologías CSP.....	25
V. Desarrollo de proyectos CSP en el mundo, costos y empresas leader en el sector	27
1. Linear con Espejos Parabólicos.....	27
2. Receptor Central a Torre	29
3. Discos Parabólicos con Micro-Turbina Instalada	32
4. Tendencias futuras	34
VI. Experiencias de tres casos nacionales: Brasil, Chile y México	39
1. Brasil.....	40
2. Chile.....	42
3. México.....	44
Bibliografía	49
Cuadros	
Cuadro 1 Relación entre crecimiento de la población mundial y consumo energético.....	7
Cuadro 2 Estudio comparado de las características de las principales tecnologías solares	26
Cuadro 3 Proyectos solares con tecnología linear en construcción en el mundo	29
Cuadro 4 Proyectos solares con tecnología a torre en construcción en el mundo.....	32
Cuadro 5 Relación entre el tamaño de la producción y los costos de inversión para la tecnología a discos Stirling.....	32
Cuadro 6 Proyectos solares con tecnología a disco Stirling en construcción en el mundo.....	34
Cuadro 7 Proyectos solares de investigación en tecnología a disco Stirling en desarrollo en el mundo.....	34

Cuadro 8	Proyección global del CSP desde 2010 hasta 2020.....	38
Cuadro 9	Proyección del CSP en Brasil desde 2010 hasta 2020.....	41
Cuadro 10	Proyección del CSP en Chile desde 2010 hasta 2020	44
Cuadro 11	Proyección del CSP en México desde 2005 hasta 2020	46

Gráficos

Gráfico 1	Generación eléctrica mediante espejos parabólicos en el SEGS, 1985–2004.....	27
Gráfico 2	Nivel de producción de helióstatos	30
Gráfico 3	Costo de generación eléctrica mediante discos parabólicos en relación al tamaño de la producción anual y al nivel de insolación de la planta	33
Gráfico 4	Precio de generación del CSP.....	35
Gráfico 5	Costo electricidad vs. Capacidad instalada.....	36
Gráfico 6	LCoE vs. Dimensión de la planta.....	37
Gráfico 7	Evolución del LCOE de las plantas solares según los niveles de insolación de los sitios.....	37
Gráfico 8	CSP–Barreras y fases de mercado.....	38

Figuras

Figura 1	Sección transversal del Sol	10
Figura 2	radiación solar incidente sobre la superficie terrestre.....	11
Figura 3	Panel solar térmico a circulación natural.....	13
Figura 4	Campo solar de paneles pv – Nellis Air Force Base, USA.....	14
Figura 5	colector parabólico en un campo solar termodinámico.....	15
Figura 6	Fresco de la bóveda del Cuarto de las Matemáticas en el Museo de los Uffizi, Italia (Siglo XVII)	17
Figura 7	Campo solar a espejos parabólicos – El Cairo, Egipto (1913).....	18
Figura 8	Representación de colectores lineares con espejos parabólicos.....	19
Figura 9	Esquema de funcionamiento de una planta solar lineal con colectores parabólicos y capacidad de almacenaje térmico	20
Figura 10	Vista del Campo Solar SEGS IV ubicado en California, USA	20
Figura 11	Esquema de funcionamiento de una planta solar lineal con sistema “Fresnel”	21
Figura 12	Vista de una planta lineal con sistema “Fresnel”.....	21
Figura 13	Representación de un campo solar con receptor central a torre.....	22
Figura 14	Esquema de funcionamiento de una planta solar con receptor central a torre y capacidad de almacenaje térmico.....	22
Figura 15	Vista aérea de la planta Solar Two en Barstow, Nevada, USA.....	23
Figura 16	Vista de la planta PS10 en las cercanías de Sevilla, España	23
Figura 17	Representación de un disco parabólico con micro-turbina Stirling.....	24
Figura 18	Esquema de funcionamiento de las unidades de conversión de una planta con discos parabólicos.....	24
Figura 19	Vista de la planta solar con discos parabólicos ²⁵ en White Cliffs, Australia	25
Figura 20	Vista de las unidades de conversión de la planta solar con discos parabólicos y micro-turbina en Albuquerque, New Mexico, USA	25
Figura 21	Representación de los nuevos colectores EuroTrough de 100 o 150 metros, operativos desde Abril 2003 en la planta de Kramer Junction, California (proyecto PARASOL)	28

Mapas

Mapa 1	Variación global de la radiación solar medida en kwh por m ²	12
Mapa 2	Variación global de la radiación solar medida	39
Mapa 3	Variación global de la radiación solar medida en Brasil.....	40

Mapa	4	Variación global de la radiación solar medida en Chile	42
Mapa	5	Variación global de la radiación solar medida en México	45

Abreviaciones

BID	Banco Interamericano del Desarrollo
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y Caribe
CEPEL	Centro Pesquisas Energia Eletrica
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CIE	Center for International Excellence
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
CLFR	Compact Linear Fresnel Reflector
CNE	Comisión Nacional de Energía
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción
CSP	Concentrated Solar Power
Cv	Caballos
DLR	German Aerospace Center
DSS	Direct Solar Steam
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
FLAGSOL	Flachglas Solartechnik
FNAM	Fondo para el Medio Ambiente Mundial
GEF	Global Environment Facilities
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
IEA	Agencia Internacional de Energía
IIE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
ISCC	Integrated Solar Combined Cycle
KfW	Banco Aleman de Desarrollo
kV	Kilovolt
kW	Kilo Watt
kWe	Kilo Watt eléctrico
kWh	Kilo Watt hora
LCoE	Costo Nivelado de la Energía
MW	Mega watt
MWe	Mega watt eléctrico
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PDF	Project Development Found
PER	Programa de Electrificación Rural
PG&E	Pacific Gas and Electricity Company
PTTR	Parabolic Trough Technology Roadmap
PV	Fotovoltaico
SBP	Schlaich Bergermann und Partner
SEGS	Solar Energy Generating System – Kramer Junction, California, USA
SES	Stirling Energy System
SP IA	Solar Paces Implementing Agreement
START	Solar Thermal Analysis, Review and Training
UNAM	Universidad Autonoma de México
UNDP	United Nations Development Program
US DoE	United States Department of Energy
V	Voltio
W	Watt
WB	World Bank

Introducción

En todo tipo de análisis que involucra asuntos energéticos resulta imprescindible considerar las tendencias demográficas y de consumo de la población mundial. Cada segundo en la tierra nacen 21 personas y mueren 18: este balance activo lleva a un aumento de población a nivel global del orden de 220.000 individuos por día o alrededor de 80 millones por año.

Paralelamente a la extraordinaria tasa de crecimiento de la especie humana, que la coloca de derecho entre los fenómenos evolutivos más destacables del planeta tierra, hay que considerar también el aun más sorprendente incremento tendencial del consumo energético. Desde el año 1850 el consumo de energía ha crecido con una velocidad más que doble respecto al aumento de población, y dicha relación ha ido incrementándose con el pasar de los años.

CUADRO 1
RELACIÓN ENTRE CRECIMIENTO DE LA
POBLACIÓN MUNDIAL Y CONSUMO ENERGÉTICO

Año	Populación Mundial Billones	Consumo Energético TWatts/Año
1850	1,13	0,68
1870	1,3	0,79
1890	1,49	1,0
1910	1,70	1,6
1930	2,02	2,28
1950	2,51	3,26
1970	3,62	8,36
1992	5,32	13,3
2000	6,10	14,5
2010	6,90	16,7

Fuente: Presentación del Prof. Carlo Rubbia "Energies for the Future", 2009

Del cuadro podemos observar como en el último siglo la población global ha tenido un factor de crecimiento de cercano a 4, mientras la producción y consumo de energía ha incrementado alrededor de 10 veces, es decir dos veces y medio más rápido.

A la luz de estos datos, y considerado que la mayor fuente de energía primaria mundial son los combustibles fósiles, el problema de las emisiones de CO₂ está asumiendo un papel siempre más central en la agenda de los Estados. Sin embargo, y a pesar de las externalidades negativas, algunas de las economías más importantes del mundo siguen basando su desarrollo sobre el aprovechamiento del carbón, sin importar que este recurso produzca el doble de emisiones de CO₂ del más limpio gas natural. Algunos interesantes ejemplos negativos de esta práctica son Estados Unidos y Alemania, que satisfacen acerca del 50% de la demanda interna de energía eléctrica a través del carbón y, entre los países asiáticos emergentes, India y China, que alcanzan respectivamente el 70% y el 80% de sus producciones eléctricas.

Esta situación se debe en mayor medida a la enorme disponibilidad del carbón a nivel global en comparación a las relativamente escasas reservas de petróleo y gas natural, las cuales alcanzan aproximadamente las 500 Gton de cada recurso y son destinadas a acabarse en un futuro cercano. Por lo contrario, las reservas mundiales conocidas de carbón, al menos 5000 Gton, juntas a las grandes cantidades que se esperan razonablemente de encontrar, aseguran a la humanidad suficiente energía para unos 500 años a venir al doble de intensidad del consumo actual y, detalle no insignificante en un sistema de economía de mercado, a un costo mucho menor. Al confirmarse la tendencia al uso intensivo de este combustible es evidente que se acentuarán, como producto directo del crecimiento de la población mundial y de sus economías, los problemas vinculados al calentamiento global y a la contaminación medioambiental.

Aparentemente, al estado actual de las cosas, existen tres salidas alternativas al dominante enfoque “*business as usual*” basado sobre los combustibles fósiles más contaminantes, y todas requieren importantes inversiones en los sectores de la investigación y del desarrollo:

- Aprovechamiento de los combustibles fósiles acompañado a la implementación de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ finalizada a la mitigación del impacto medioambiental en el largo plazo.
- Nuevas fuentes energéticas resultantes del sol; cuya energía puede aprovecharse directamente en forma térmica, fotovoltaica o termodinámica y de forma indirecta: hidro, eólica, mareomotriz, biomasa y biocombustibles, etc.

En otras palabras se trata de aprovechar las Energías Renovables Convencionales y no Convencionales.

- Energía nuclear de nueva generación, que ocupa tecnología y combustibles alternativos a la actual (Uranio natural U-238, Thorium y Lithium). Ambas soluciones garantizarían energía para varios miles de años a niveles de consumo hasta incluso mayores del actual, sin embargo representan alternativas de largo plazo que tienen que considerar todos las externalidades negativas que inevitablemente surgirán.

Las energías renovables, en buena medida son el camino prevalentemente escogido por los policy-makers para reducir las emisiones de CO₂, resolver los problemas de abastecimiento y diversificar la matriz energética. A este efecto, la siempre creciente importancia del desarrollo y de la implementación de las energías renovables nos viene señalada también gracias a la centralidad que el tema cubre hoy en día en las cumbres internacionales sobre política energética.

Existe mucha expectativa a nivel mundial sobre los avances tecnológicos de las renovables debido al hecho que no se ha alcanzado todavía la competitividad económica de todas estas fuentes. Las grandes variaciones en el precio de las *commodities*, y sobre todo las repentinas caídas del precio del petróleo, tienen el efecto de subir aun más el umbral de la competitividad de las energías renovables en relación a los combustibles fósiles.

Con la finalidad de aclarar una disciplina energética de enorme potencial, pero poco conocida y utilizada, el siguiente trabajo se enfocará sobre la trayectoria y las proyecciones del solar termodinámico o *Concentrated Solar Power*. Esta tecnología es, entre todas aquellas que ocupan el sol como fuente de energía primaria, sin duda la más eficiente en términos económicos y de capacidad de conversión. Además

presenta un potencial de avance tecnológico muy amplio y es justamente por este motivo que muchos países, sobre todos los que reciben un alto nivel anual de radiación solar, se están interesando en ella.

El documento se articula en seis distintas secciones:

1. **La radiación solar y su distribución sobre la superficie terrestre.**

En esta parte se explican los fundamentos científicos sobre los cuales se basa toda tecnología de aprovechamiento de la energía emitida por el sol.

2. **Usos de la energía solar.**

Rápido *excursus* de las diferentes tecnologías de aprovechamiento de la energía solar, seguido por un balance ventajas-desventajas por cada una de ellas.

3. **Historia y evolución de la tecnología a Concentración Solar.**

Enfoque sobre el objeto del presente estudio y relato de como la humanidad ha aprovechado en el tiempo el principio físico que está a la base de la tecnología solar termodinámica.

4. **Tipos de instalaciones solares termodinámicas y funcionamiento de las mismas.**

Esta sección entra en el detalle de las diferentes tecnologías CSP y de sus respectivos funcionamientos. Sigue un estudio comparado entre las tipologías de instalaciones para destacar de cada una las ventajas relativas.

5. **Desarrollo de proyectos CSP en el mundo, costos y empresas leader en el sector.**

Análisis por tecnología de los principales proyectos para la producción de energía eléctrica de fuente solar termodinámica en el mundo. Evaluación de la tendencia de los costos de inversión/operación y de las mejoras técnicas relacionadas al aumento de la eficiencia de las instalaciones. Por ultimo, enumeración de los proyectos en desarrollo o aprobados a lo largo del mundo y de las empresas que los están gestionando.

6. **Estudio de tres casos nacionales: Chile, México y Brasil.**

Esta parte se enfoca sobre el estado del arte de la tecnología solar termodinámica en dichos países, sobre las perspectivas y desarrollo de proyectos y sobre las respectivas instituciones nacionales que se ocupan de la investigación.

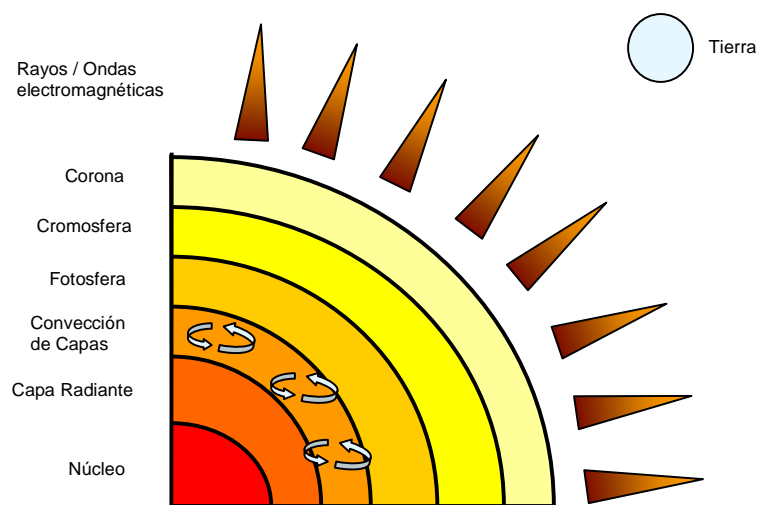
La sección se basa sobre las enriquecedoras visitas *in situ* llevadas a cabo durante el año 2009 en el marco del proyecto de desarrollo de las energías renovables que ha contado también con la participación del Profesor Carlo Rubbia, Premio Nobel de Física en 1984, en calidad de Asesor Especial de la Comisión Económica para América Latina y Caribe (CEPAL).

I. La radiación solar y su distribución sobre la superficie terrestre

Para lograr un análisis exhaustivo acerca de la generación eléctrica a través del aprovechamiento de la energía solar es necesario empezar de los fundamentos científicos que constituyen las bases de esta tecnología.

La radiación solar es la energía emitida por la superficie del sol que se propaga en todas direcciones mediante ondas electromagnéticas proporcionadas por las reacciones del hidrogeno en el núcleo durante la fusión. En particular, dichas ondas atraviesan las diferentes partes que constituyen el sol, es decir la capa radiante, la zona de convección de capas, la fotosfera, la cromosfera y por ultimo la corona, antes de dispersarse en el espacio.

FIGURA 1
SECCIÓN TRANSVERSAL DEL SOL

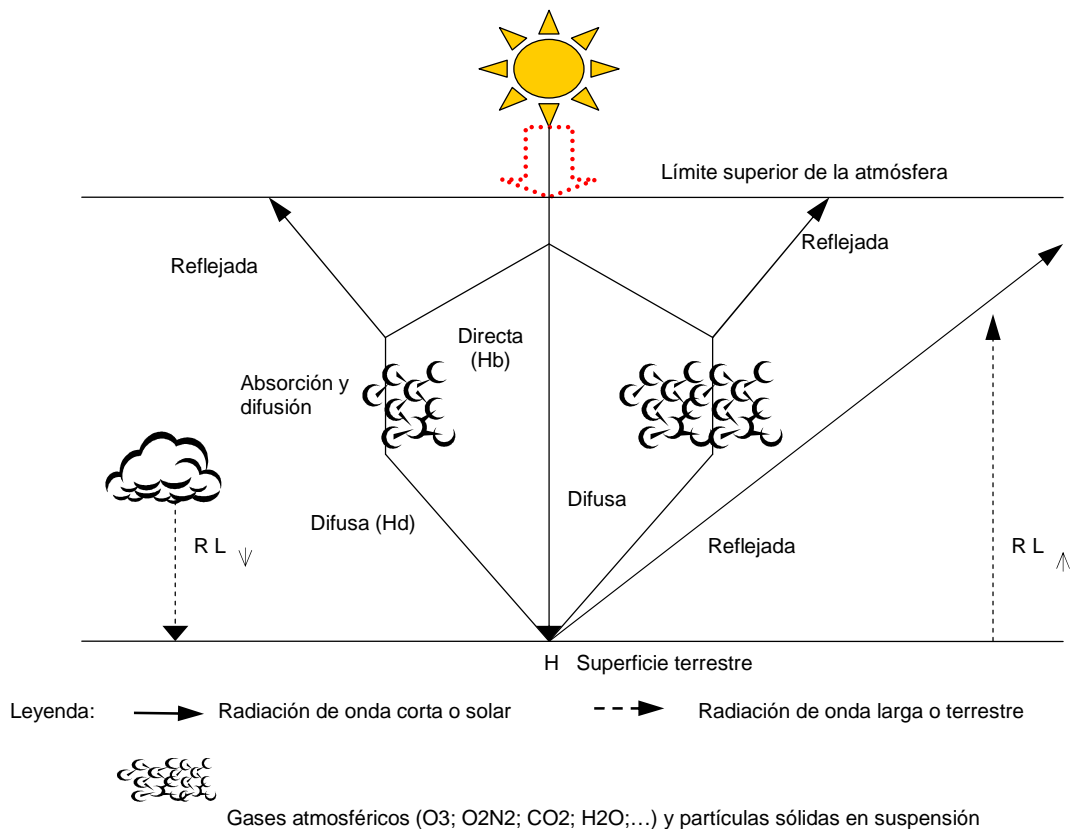


Fuente: Elaboración propia.

Antes de llegar a la superficie terrestre la radiación solar sufre procesos de atenuación que tienen el efecto de reducir su intensidad. Estos procesos se deben a las características físicas propias de los sujetos involucrados y se clasifican de la siguiente forma:

- **Dispersión:** los gases y las partículas presentes en la atmósfera al chocar con la radiación la desvían de su trayectoria en línea recta
- **Albedo:** capacidad de una superficie de reflejar o fraccionar la radiación solar. El albedo planetario es en promedio de un 30%: esta energía se pierde por completo y no interviene en el calentamiento de la atmósfera
- **Absorción:** las moléculas de gases y partículas en suspensión absorben la energía solar cuando su frecuencia vibracional es similar a la frecuencia de la radiación electromagnética.

FIGURA 2
RADIACIÓN SOLAR INCIDENTE SOBRE LA SUPERFICIE TERRESTRE



Fuente: Elaboración propia.

El resultado de dichos procesos de atenuación es la radiación incidente sobre la superficie terrestre, la cual se divide en tres categorías:

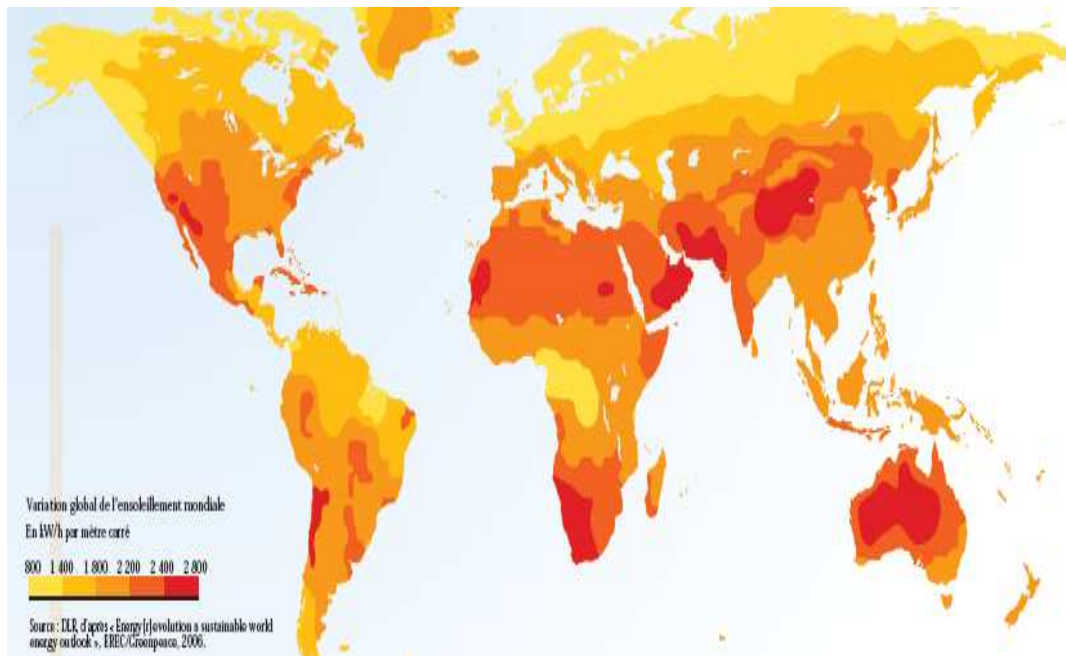
- **Radiación directa:** radiación solar que llega a la superficie de la tierra en forma de rayos sin haber sufrido difusión, ni reflexión alguna.
- **Radiación difusa:** radiación solar que al encontrar pequeñas partículas en suspensión en la atmósfera e interactuar con las nubes es difundida en todas las direcciones.

- Radiación global: toda la radiación solar que llega a la tierra y que se mide sobre una superficie horizontal en un ángulo de 180 grados. Es decir: Radiación Directa + Radiación Difusa ($H = H_b + H_d$).

La radiación incidente sobre la superficie terrestre, como resultado de los procesos de atenuación, tiene tres características generales: la escasa intensidad, dado que presenta un promedio de 1 kWh/m²; la intermitencia, que depende de la alternancia entre día y noche; la poca uniformidad, porque se concentra sobre todo entre las latitudes $\pm 30^\circ$.

A la luz de lo mencionado, la cantidad de radiación solar que llega a la superficie terrestre cada año es impactante y equivale a 160 veces la energía de las reservas mundiales de combustibles fósiles o, en alternativa, corresponde a 15.000 veces el consumo anual de energía de fuente fósil, nuclear e hidroeléctrica.

MAPA 1
VARIACIÓN GLOBAL DE LA RADIACIÓN SOLAR MEDIDA EN KWH POR M²



Fuente: "Energy (r) evolution a sustainable world energy outlook", EREC/Greenpeace, 2006.

^a Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Estudios señalan que las zonas con niveles de insolación anual superior a los 2500 kWh por m² son muy eficientes a la hora de producir energía eléctrica de a través de la tecnología CSP. Estas áreas prevalentemente desérticas, que en su conjunto forman el denominado cinturón solar de la tierra, se encuentran sustancialmente a lo largo de los paralelos 30 de ambos hemisferios y comprenden el Desierto del Mojave, en el sur-oeste de Estados Unidos, el **Desierto de Sonora, en el norte de México**; el **Desierto de Atacama, en el norte de Chile**; el Sahara, en todo el norte de África y en la península arábiga; los Desiertos del Namib y del Kalahari, en el sur-oeste del mismo continente; el Desierto del Gobi, en el oeste de China y el Desierto del Oeste, en toda la región centro-occidental de Australia.

Alrededor de estas zonas se encuentran a su vez áreas con un menor nivel de radiación solar anual, en el orden de los 2000 kWh por m², que sin embargo resultan ser igualmente eficientes para la generación eléctrica CSP. En el mapa estas regiones están marcadas con el color naranja y representan una parte importante de las tierras emergidas, sobre todo en América Central, África, Oceanía y, en menor medida, en Asia.

II. Usos de la energía solar

Las tecnologías principales para el aprovechamiento de la energía emanada por el sol son tres: solar térmica, solar fotovoltaica y solar termodinámica. Objetivo general de todas es la transformación de la energía solar en otra forma de energía, sea térmica o eléctrica, y cada tecnología lo logra por medio de un funcionamiento absolutamente distinto.

Un rápido *excursus* de los diferentes objetivos y de las instalaciones que se ocupan para lograr dicha transformación facilitará luego un análisis detallado de la tecnología CSP y de sus ventajas o desventajas relativas.

Solar Térmico. Uso principalmente domestico para el calentamiento de agua y hogares. Existen dos tipos de paneles: a circulación forzada y a circulación natural, según la presencia o la ausencia de una bomba que resulta ser determinante para el posicionamiento y las dimensiones del tanque de almacenaje.

FIGURA 3
PANEL SOLAR TÉRMICO A CIRCULACIÓN NATURAL



Fuente: Cirque de Reunion

En muchos países su uso se esta difundiendo en numerosas viviendas gracias a la introducción de importantes subsidios estatales para facilitar la compra y la instalación de los paneles, cuyo objetivo es la reducción del consumo energético de fuente fósil para la calefacción tanto de ambientes come de agua sanitaria.

Solar Fotovoltaico. Esta tecnología permite la conversión de la luz solar directamente en energía eléctrica gracias a elementos semiconductores tipo diodo que, al recibir los rayos, se excitan y provocan saltos electrónicos, generando así una pequeña diferencia de potencial en sus extremos. El acoplamiento en serie de varios de estos fotodiodos permite la obtención de voltajes mayores en configuraciones muy sencillas y aptas para alimentar pequeños dispositivos electrónicos.

A mayor escala, la corriente eléctrica continua que proporciona un campo de paneles fotovoltaicos se puede transformar en corriente alterna e inyectar en la red eléctrica. El proceso simplificado es el siguiente: se genera la energía a bajas tensiones (380 – 800 V) y en corriente continua, luego se transforma con un inversor en corriente alterna y, mediante un centro de transformación, se eleva a media tensión (15 o 25 kV) que se inyecta en las redes de transporte de la compañía.

FIGURA 4
CAMPO SOLAR DE PANELES PV – NELLIS AIR FORCE BASE, USA



Fuente: Nellis AFB

La eficiencia promedio de esta tecnología no es muy alta y, una vez instalados los paneles en su posición, llega al 12-15%. Sin embargo, recientemente se ha descubierto la técnica del *Carrier Multiplication* finalizada a potenciar el rendimiento de los paneles fotovoltaicos por medio de semiconductores especiales que recuperan parte de la energía que se pierde en forma de calor para generar mas electricidad y aumentar así la eficiencia de conversión.

En general el tiempo de vida útil de los colectores fotovoltaicos es de 30 años y, siendo fijos, necesitan de muy poca mantención.

Los mayores problemas que esta tecnología presenta están relacionados con los altos costos de inversión, que hacen que el costo de generación del kWh no sea muy competitivo, y con la limitación de la producción de energía exclusivamente a las horas de exposición directa a la luz solar.

Solar Termodinámico o a Concentración - CSP. Es la tecnología objeto del presente estudio y aprovecha indirectamente la luz solar para producir comercialmente energía eléctrica de forma continuativa. Existen diferentes formas de aplicar este principio físico, cada una con ventajas y desventajas relativas. En el desarrollo del documento se llevará a cabo un análisis completo de cada tecnología solar termodinámica.

FIGURA 5
COLECTOR PARABÓLICO EN UN CAMPO SOLAR TERMODINÁMICO



Fuente: FV FotoVoltaici.

En breve, las mayores ventajas del CSP son:

- Tecnología simple y relativamente barata, cuyo material de construcción y mantención es de fácil hallazgo;
- En los casos en que exista capacidad de almacenaje: producción de energía las 24 horas del día, sin importar las condiciones meteorológicas, con output mayores en las temporadas/horas de alta demanda (verano/tarde);
- Sistema compatible con las turbinas de las centrales convencionales a combustibles fósiles (ISCC), lo cual rinde posible la co-generación y reduce los costos de generación del kWh.

III. Historia y evolución de la tecnología a Concentración Solar

A pesar de que la tecnología termodinámica sea de vanguardia en el mercado y el desarrollo de nuevos proyectos aún siga contribuyendo grandemente al aumento de su eficiencia y, por ende, a la reducción de los costos de inversión, el principio físico de concentrar en un punto los rayos del sol para producir calor es conocido por la humanidad desde hace muchos siglos.

El primer hombre que ocupó el principio físico de la concentración de la luz solar fue *Archimede de Siracusa* (287 – 212 a.c.) durante la II Guerra Púnica para repulsar los buques asaltantes que llegaban del mar guiados por el cónsul romano Marcello.

FIGURA 6
FRESCO DE LA BÓVEDA DEL CUARTO DE LAS MATEMÁTICAS
EN EL MUSEO DE LOS UFFIZI, ITALIA (SIGLO XVII)



Fuente: Museo degli Uffizi - Firenze

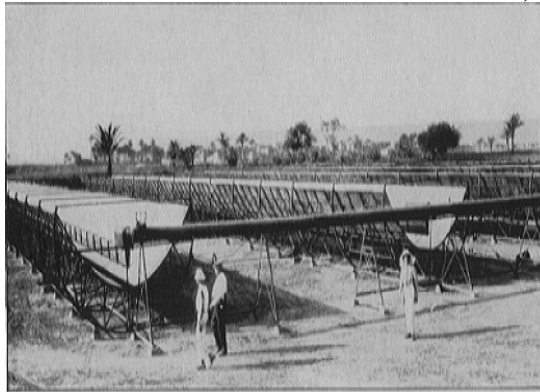
A través de un sistema de espejos Archimede conseguía quemar los barcos enemigos cuando todavía se encontraban en el mar lejos de la ciudad. Fue el primer hombre que dejó constancia de dominar los conocimientos para concentrar los rayos del sol y utilizaba una técnica relativamente simple:

- Apuntaba a barcos que estuvieran a “un tiro de arco” de distancia (100 m);
- Ocupaba un espejo exagonal formado por muchos espejos simples pequeños;
- Utilizaba un sistema de sogas y poleas para mover el espejo según el movimiento del sol y poder apuntar los buques con mayor precisión.

Sucesivamente se han encontrado pruebas de aprovechamiento del mismo principio físico durante el renacimiento por mano de Leonardo da Vinci (1452 – 1519), quien proyectó una maquina para la creación de espejos cóncavos que servía para la soldadura del bronce a través de la luz del sol. El funcionamiento era el mismo, es decir, a través de la concentración de los rayos solares en un solo punto las temperaturas alcanzadas eran lo suficientemente altas para derretir un metal como el bronce y practicar soldaduras muy precisas.

El primer campo solar a espejos parabólicos fue un invento de **Frank Shuman** (1862 – 1918) que, en Egipto cerca de El Cairo en 1913, construyó una planta de 1200 m² de superficie cuya potencia alcanzaba los 55 Cv. El sistema funcionaba durante las 24 horas y servía para bombear alrededor de 27.000 litros de agua por minuto.

FIGURA 7
CAMPO SOLAR A ESPEJOS PARABÓLICOS – EL CAIRO, EGIPTO (1913)



Fuente: FV FotoVoltaici.

En el siglo XX el mismo principio físico se aplica por primera vez a la producción de energía eléctrica. **Giovanni Francia** (1911 – 1980), considerado el “padre del solar termodinámico”, construyó en los años ’60 una planta partiendo del modelo inventado por Shuman y aportando unas modificaciones relevantes:

- Los espejos eran planos en lugar de ser parabólicos; esto los hacía mas resistentes, mejoraba su manejabilidad, facilitaba el proceso de construcción y abarataba considerablemente los costos de inversión
- El receptor central era una componente autónoma e independiente de los espejos, es decir no rotaba con ellos; esto hacía la estructura más sólida, con una mecánica más simple y permitía agrandar las dimensiones del mismo receptor reduciendo las pérdidas térmicas.

Este invento inspiró la primera central solar a concentración con receptor a tecnología “Fresnel” de 1 MW de potencia conectada a la red eléctrica, ubicada en Sicilia (Eurelios - 1980), Italia.

IV. Tipos de instalaciones solares termodinámicas

Existen sustancialmente tres tipos de tecnologías para las instalaciones CSP:

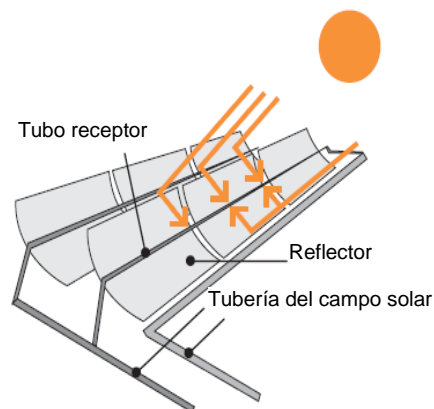
- Linear
 - Colectores parabólicos (Parabolic Trough)
 - Sistema “Fresnel”
- Receptor Central a Torre (*Central Receiver Tower*)
- Discos Parabólicos con turbina (*Parabolic Dish*)

Esta sección comprende la explicación del funcionamiento de cada una de estas instalaciones y un rápido estudio comparado útil a la evaluación de las ventajas relativas.

1. Linear con espejos parabólicos

Los colectores están posicionados en filas con orientación norte – sur y se mueven siguiendo el trayecto del sol a lo largo del día. Estos reflejan y concentran los rayos solares en tubos receptores posicionados en el punto focal de la parábola.

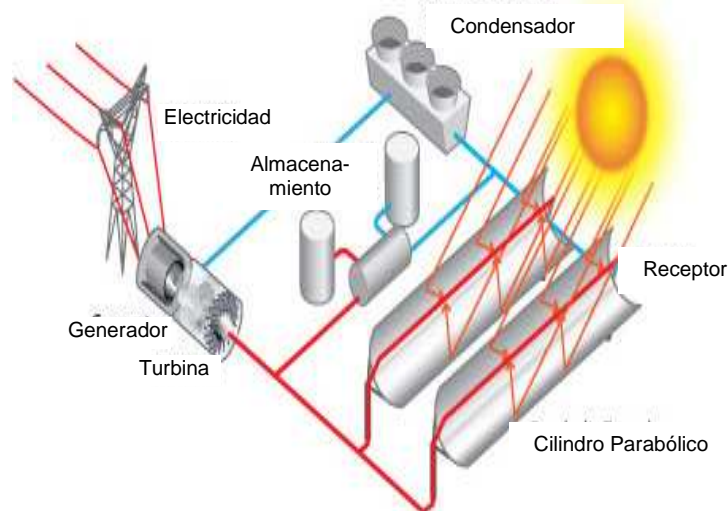
FIGURA 8
REPRESENTACIÓN DE COLECTORES LINEARES CON ESPEJOS PARABÓLICOS



Fuente: Imagen extraída y modificada de “Solar Thermal power, 2020”, ESTIA, Solarpaces y Greenpeace, 2003.

En los tubos hay un fluido térmico que se calienta hasta 400° C y sucesivamente viene bombeado a un intercambiador de calor donde el mismo calienta el agua y la transforma en vapor a alta presión, útil para accionar una turbina convencional para la producción de energía eléctrica.

FIGURA 9
ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UNA PLANTA SOLAR LINEAR
CON COLECTORES PARABÓLICOS Y CAPACIDAD DE ALMACENAJE TÉRMICO



Fuente: Imagen extraída y modificada de: “Solar Energy Technologies Program: CSP”, US DoE, EERE.

Una vez aprovechada la presión del vapor este se condensa y el agua recogida vuelve a entrar en el ciclo para ser calentada nuevamente. La presencia de dos tanques de almacenamiento para los fluidos frío y caliente mejora notablemente la eficiencia del sistema, extiende el tiempo de producción también en las horas sin irradiación solar directa y garantiza un nivel de presión constante para mover la turbina.

El *Solar Energy Generating System – SEGS* es la instalación solar con tecnología lineal mas grande del mundo, se encuentra en California del sur en las cercanías de Kramer Junction (Desierto del Mojave - USA), y comprende un complejo de 9 plantas lineares con una capacidad instalada de 354 MW que abastecen de energía eléctrica a 350.000 personas gracias a los 936.384 espejos parabólicos instalados.

FIGURA 10
VISTA DEL CAMPO SOLAR SEGS IV UBICADO EN CALIFORNIA, USA



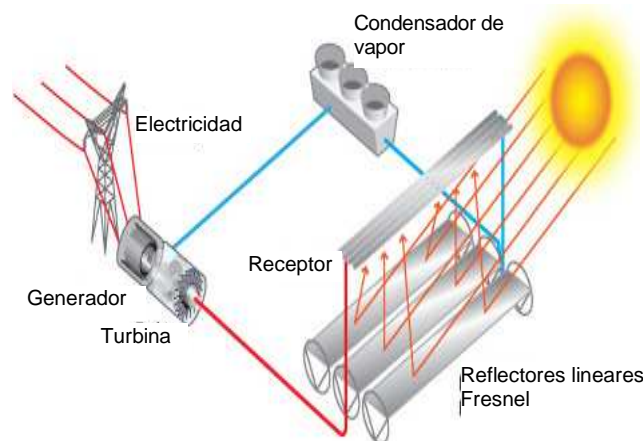
Fuente: U.S. DoE

2. Linear con sistema “Fresnel”

El funcionamiento del sistema “Fresnel” es exactamente igual a la tecnología linear con colectores parabólicos, pero con las únicas diferencias de los aportes de Giovanni Francia antes mencionados, es decir: los espejos planos y el receptor autónomo de la estructura.

Esta tecnología presenta la ventaja de reducir sensiblemente los costos de inversión y las pérdidas térmicas, sin embargo no es muy utilizada debido a la baja eficiencia de conversión que implica el abandono del colector de forma parabólica.

FIGURA 11
ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UNA PLANTA SOLAR LINEAR CON SISTEMA “FRESNEL”



Fuente: Imagen extraída y modificada de: “Solar Energy Technologies Program: CSP”, US DoE, EERE.

Cabe destacar que también esta tecnología es compatible con las turbinas convencionales movidas por vapor a alta presión de las centrales a hidrocarburos.

Ausra es la empresa leader en este tipo de instalaciones y en 2006 ha experimentado el funcionamiento de una planta *Compact Linear Fresnel Reflector* – CLFR de 300 m de largo con una superficie total de 7000 m². También la alemana Mann está desarrollando en la Plataforma Solar de Almería, en conjunto con el CIEMAT, un proyecto de investigación sobre los avances tecnológicos del sistema “Fresnel”, averiguando en especial manera sus costos contenidos en comparación a las otras tecnologías solares (2.5 – 3.5 € por W instalado).

FIGURA 12
VISTA DE UNA PLANTA LINEAR CON SISTEMA “FRESNEL”

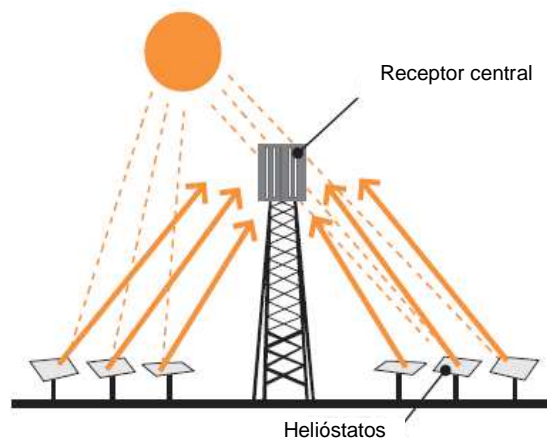


Fuente: SolarPACES.

3. Receptor Central a Torre

Espejos planos, llamados helióstatos, dispuestos en círculo reflejan y concentran los rayos del sol en un receptor central instalado en la cima de una torre.

FIGURA 13
REPRESENTACIÓN DE UN CAMPO SOLAR CON RECEPTOR CENTRAL A TORRE



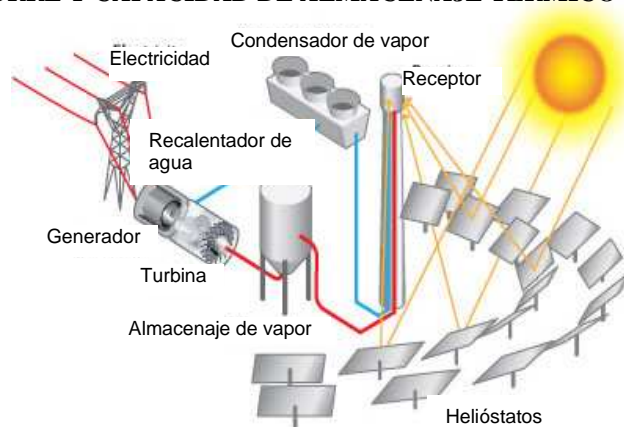
Fuente: Imagen extraída y modificada de: “Solar Thermal Power 2020”, ESTIA, SolarPACES y Greenpeace, 2003.

En el mismo está contenido un fluido que se calienta hasta temperaturas mayores de 500° C (potencialmente 1000° C) y luego viene bombeado a través de un intercambiador de calor que absorbe la radiación altamente concentrada convirtiéndola en energía térmica. Este genera el vapor caliente a alta presión que moverá una turbina convencional para la producción de energía eléctrica.

Gracias a las altas temperaturas alcanzadas, este sistema permite el almacenamiento del vapor en un tanque apropiado que permite extender la producción de energía eléctrica mucho más allá de las horas de exposición directa a la luz solar.

El ciclo se cierra mediante un condensador de vapor que enfría y recupera el agua antes de empezar nuevamente todo el proceso bombeándola hacia el intercambiador de calor.

FIGURA 14
ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UNA PLANTA SOLAR CON RECEPTOR CENTRAL A TORRE Y CAPACIDAD DE ALMACENAJE TÉRMICO



Fuente: Imagen extraída y modificada de: “Solar Energy Tech Helióstatos am: CSP”, US DoE, EERE.

En el mundo los países a la vanguardia en esta tecnología son el Estado de California (USA) y España. El primero ha sido el pionero de la producción en gran escala de energía eléctrica utilizando el sistema a torre gracias al desarrollo de los proyectos denominados Solar One (1982 – 1988) y Solar Two (1997 – 1999). Ambos de 10 MW de potencia instalada, se diferenciaban por el fluido del intercambiador de calor: se empezó con agua común y corriente para llegar a una combinación de sales derretidas, cuya principal propiedad física es el mantenimiento de una alta temperatura durante largos periodos de tiempo.

En particular, la planta *Solar Two*, cerca de Barstow en el Desierto del Mojave, funcionó hasta el 1999 generando 10 MW de potencia y aprovechando una superficie de 71.500 m².

FIGURA 15
VISTA AÉREA DE LA PLANTA SOLAR TWO EN BARSTOW, NEVADA, USA



Fuente: U.S. DoE

Por otro lado, España recientemente se ha posicionado a la vanguardia en este sector tecnológico gracias a una apuesta política sobre las fuentes energéticas renovables. De hecho, en las cercanías de Sevilla, se está construyendo un complejo que en 2013 llegará a producir 300 MW totales de fuente solar. Parte de este proyecto ya ha sido realizada en la localidad de Sanlúcar la Mayor con la construcción y operación de *PS10*, un campo solar compuesto por 624 helióstatos, con una torre de 115 metros de alto y cuya potencia instalada alcanza los 11 MW.

FIGURA 16
VISTA DE LA PLANTA PS10 EN LAS CERCANÍAS DE SEVILLA, ESPAÑA

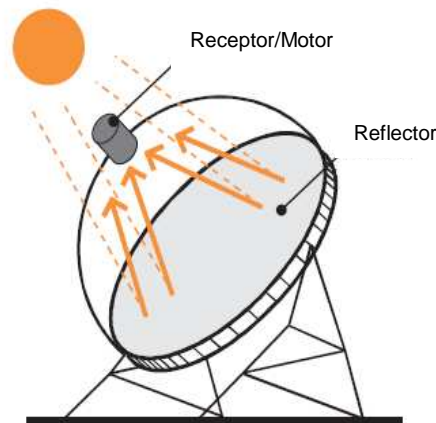


Fuente: U.S. DoE

4. Discos Parabólicos con Turbina

Un disco reflectante con forma parabólica concentra los rayos del sol en un receptor posicionado en el punto focal.

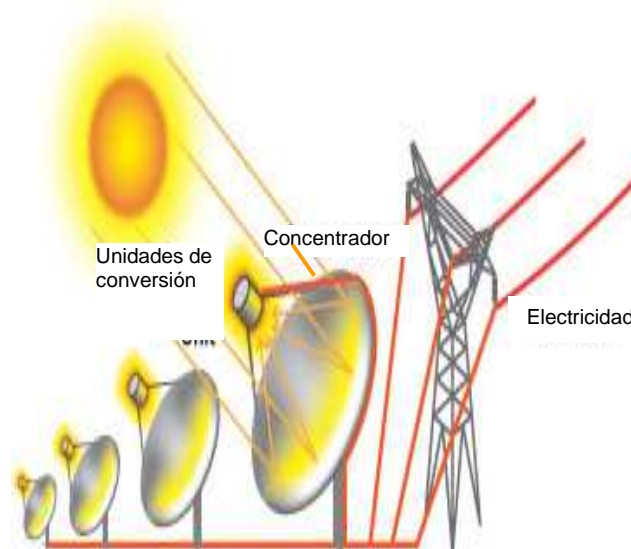
FIGURA 17
REPRESENTACIÓN DE UN DISCO PARABÓLICO CON MICRO-TURBINA STIRLING



Fuente: Imagen extraída y modificada de: "Solar Thermal Power 2020", ESTIA, SolarPACES y Greenpeace, 2003.

La energía absorbida por el receptor lleva el fluido contenido en su interior a una temperatura de 750° C aproximativos. Calentándose el fluido acciona un pequeño motor Stirling (SES) o micro-turbina instalado en el mismo receptor que genera energía eléctrica despachándola directamente a la red.

FIGURA 18
ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE LAS UNIDADES DE CONVERSIÓN DE UNA PLANTA CON DISCOS PARABÓLICOS



Fuente: Imagen extraída y modificada de: "Solar Energy Technologies Program: CSP", US DoE, EERE.

Las características técnicas específicas de este sistema para la producción de energía eléctrica lo hacen muy útil para el abastecimiento de energía en zonas remotas y alejadas de las redes eléctricas principales. Generalmente los discos son de potencia limitada (25kW), sin embargo tienen en la modularidad y en la alta eficiencia de conversión demostrada (mayor del 30%) las propias ventajas.

Existen en el mundo diferentes prototipos de esta tecnología. Entre otros proyectos cabe destacar una de las primeras plantas, construida a principio de los años '80 en White Cliffs, Australia del sur, y formada por 14 discos parabólicos que alcanzan los 40 kW de potencia.

FIGURA 19
VISTA DE LA PLANTA SOLAR CON DISCOS PARABÓLICOS
EN WHITE CLIFFS, AUSTRALIA



Fuente: SolarPACES.

Otro importante proyecto que merece la pena ser señalado por sus importantes resultados es **Solar #3**, gestionado por los Sandia National Laboratories en Albuquerque, New Mexico (USA). Esta planta fue construida en 2005 y está conformada por 6 discos que en conjunto alcanzan los 150 kW de potencia. En absoluto es la planta solar que ha registrado el record de eficiencia de conversión neta llegando al 31,25%.

FIGURA 20
VISTA DE LAS UNIDADES DE CONVERSIÓN DE LA PLANTA SOLAR CON DISCOS
PARABÓLICOS Y MICRO-TURBINA EN ALBUQUERQUE, NEW MEXICO, USA



Fuente: U.S. DoE

5. Estudio comparado de las tecnologías CSP

Un análisis comparado de las tecnologías CSP es muy útil para evaluar cual es la mas viable actualmente en términos económicos y cual en perspectiva futura, sin olvidar la importancia de las condiciones geográficas del contexto en el cual se construye el campo solar.

Tanto las plantas lineares con colectores parabólicos, como las plantas con receptor a torre se componen de módulos conectados en red, mientras las instalaciones con discos parabólicos y motor Stirling son unidades individuales, relativamente pequeñas, que se conectan directamente a la distribución eléctrica por separado.

La potencia máxima instalada de los campos solares lineares es de 80 MW, los campos a torre alcanzan los 10/11 MW y los discos parabólicos los 25 kW cada uno.

Las ventajas de la tecnología linear son numerosas. Entre otras, la gran experiencia en la generación comercial de energía eléctrica, lo cual lleva a un profundo conocimiento de los costos de inversión y de operación de las plantas; la elevada temperatura potencialmente alcanzable gracias a las mejoras tecnológicas: 500° C; la modularidad del sistema que lo rende adaptable a diferentes contextos geográficos y energéticos; el uso eficiente de espacios y materiales, que además se pueden hallar bastante fácilmente; y, por último, la posibilidad de conectar la planta solar a una turbina de una central termoeléctrica convencional debido a la misma capacidad de generar vapor a alta presión (sistema híbrido). Por otro lado existen algunas desventajas, como el uso intensivo de tierra y sobre todo de agua, que en los desiertos es un bien sumamente escaso; o la utilización de aceites sintéticos como fluido para intercambiar el calor que reduce la temperatura operativa a alrededor 400° C en lugar de los 500° potencialmente alcanzables.

La tecnología conformada por el receptor central a torre presenta una buena perspectiva de desarrollo en el mediano plazo debido a las mejoras técnicas y sistémicas que se podrán introducir. Entre las ventajas mas importantes se encuentran la temperatura operativa alcanzable muy elevada, 1000° C potenciales y 565° C probados; la larga capacidad de almacenamiento a altas temperaturas del fluido calentado por los rayos solares (hasta 16 horas probadas); y, también en este caso, la posibilidad de construir un sistema híbrido conectando la planta solar a una turbina convencional a alta presión. Las desventajas de estas instalaciones están principalmente ligadas a la falta de experiencia comercial y, por ende, a la escasa claridad acerca de los costos de inversión, de operación y sobre las ganancias.

La tecnología de los discos parabólicos con micro-turbina instalada en el receptor está todavía en una fase de prototipos, sin embargo presenta ventajas importantes en términos de eficiencia de conversión neta, 31,25% probado; de modularidad e independencia de los paneles, lo cual hace que esta tecnología sea ideal para las áreas aisladas con bajo nivel de consumo eléctrico y desconectadas de las principales redes de distribución; y, como las anteriores, de hibridación del sistema. La desventaja principal de este tipo de instalaciones es el nivel de costo que está todavía lejos de ser competitivo, sin olvidar el tema de la confiabilidad técnica que tiene que ser mejorada.

CUADRO 2 ESTUDIO COMPARADO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES TECNOLOGÍAS SOLARES

	Linear	Torre	Disco
Planta	Módulos conectados en red	Módulos conectados en red	Módulos individuales
Potencia instalada	15 - 200 MW	15 - 100 MW	9 - 25 kW
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> _ Experiencia de 10 billones kWh _ T operativa potencial: 500° C (390° C probados) _ Inversión y costos de operación conocidos _ Modular _ Eficiente en uso de espacio y materiales _ Sistema híbrido posible 	<ul style="list-style-type: none"> _ Buena perspectiva a mediano plazo _ T operativa potencial: 1000° C (575° C probados) _ Capacidad de almacenamiento a altas temperaturas _ Sistema híbrido posible 	<ul style="list-style-type: none"> _ Alta eficiencia de conversión _ Paneles modulares e independientes _ Sistema híbrido posible _ Experiencia operativa de prototipos
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> _ Intensivo en tierra y agua _ Aceite sintético reduce T de operación a 400° 	<ul style="list-style-type: none"> _ Falta experiencia comercial _ Costos y ganancia no están claros 	<ul style="list-style-type: none"> _ Confiabilidad mejorable _ Competitividad económica lejana

Fuente: Elaboración propia

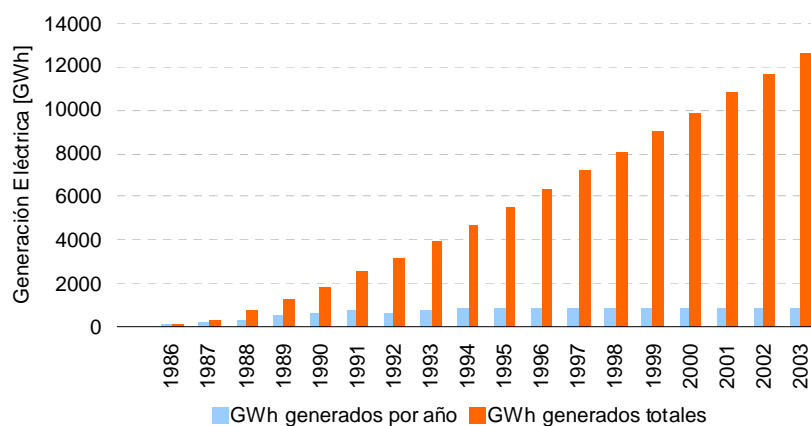
V. Desarrollo de proyectos CSP en el mundo, costos y empresas leader en el sector

En esta sección del trabajo se llevará a cabo un análisis por tecnología de los principales proyectos para la generación de energía eléctrica de fuente solar termodinámica en el mundo. El tema central es la evaluación de la tendencia de los costos de inversión y operación y de las mejoras técnicas relacionadas al aumento de la eficiencia de las instalaciones. Por último, seguirá la enumeración por tecnología de los proyectos en desarrollo o aprobados a lo largo del mundo y de las empresas que los están gestionando.

1. Linear con Espejos Parabólicos

Es la tecnología CSP más madura con 354 MW conectados a la red de California desde los '80 y más de 2 millones de m² de colectores parabólicos instalados en el SEGS. La experiencia acumulada en la producción de energía eléctrica es muy amplia, los más de 10 billones de kWh generados hacen que los inversionistas prefieran este tipo de tecnología solar con costos y ganancias más predecibles en comparación a las otras.

GRÁFICO 1
GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ESPEJOS PARABÓLICOS EN EL SEGS, 1985 – 2004



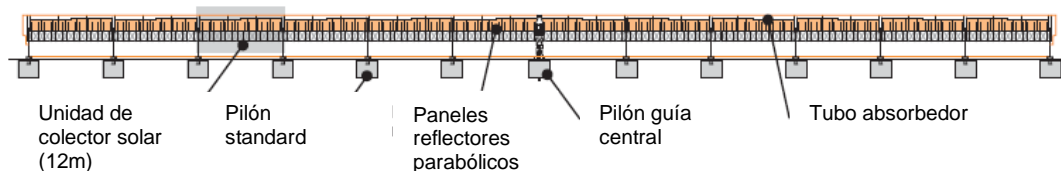
Fuente: "Solar Thermal Power – Now", ESTIA, SolarPACES y Greenpeace, 2005.

La producción anual de energía eléctrica mediante esta fuente es alrededor de 800 kWh con un costo de generación de **10 – 12 US\$ cents/kWh**.

Indudablemente las mejoras tecnológicas tendrían el efecto de reducir los costos de generación gracias al aumento de la eficiencia y del output producido. En este sentido los ámbitos de investigación son variados e incluyen:

- Diseño estructural avanzado de los colectores para mejorar la precisión óptica y aumentar la capacidad de calentamiento.
- El sistema “Fresnel”, a pesar de ser menos eficiente que los colectores parabólicos, tiene las grandes ventajas de reducir sensiblemente los costos producción de las instalaciones y de ser menos intensivo en tierra, debido al menor espacio vacío entre panel y panel.
- Aumento de longitud de los módulos para reducir las pérdidas térmicas que disminuyen la eficiencia.

FIGURA 21
REPRESENTACIÓN DE LOS NUEVOS COLECTORES EUROTROUGH DE 100 O 150 METROS, OPERATIVOS DESDE ABRIL 2003 EN LA PLANTA DE KRAMER JUNCTION, CALIFORNIA (PROYECTO PARASOL)



Fuente: Imagen extraída y modificada de: “Solar Thermal Power – Now”, ESTIA, SolarPACES y Greenpeace, 2005.

Esta innovación tecnológica ha sido desarrollada por Solar Millenium AG con la financiación del Ministerio de Medio Ambiente de Alemania. Actualmente, nuevos y aún más eficientes diseños se están experimentando en los Estados Unidos y en Bélgica.

- Mejoras al fluido intercambiador de calor para aumentar la temperatura operativa y generar vapor con una presión más alta.
- La Comisión europea está financiando proyectos de investigación que apuntan a eliminar el intercambiador de calor para producir directamente el vapor a alta presión (*Direct Solar Steam – DSS*). Según estudios, llevados a cabo en la Plataforma Solar de Almería, esto aumentaría la eficiencia y, sobre todo, reduciría los costos hasta un 30%.

A este respecto los Estados Unidos han tomado una iniciativa, denominada *Parabolic Trough Technolgy Roadmap - PTTR*, cuyo objetivo es identificar las mejoras potenciales para esta tecnología dado que se estima verosímil, y deseable, una reducción del costo mediante el aumento de la eficiencia de un 50%.

Concretamente, el resultado de las mejoras tecnológicas recién registradas ha sido tangible en términos de reducción de los precios de inversión. En el caso del SEGS se ha observado en el intervalo temporal 1984 – 1991 una caída del costo de capital instalado de **4.000 US\$ a 3.000 US\$ por kW**, debido principalmente al aumento de la capacidad (de 30 a 80 MW) y al afinamiento de la experiencia.

Por lo que se refiere a la tendencia del precio por m² de instalación se observa una importante reducción que se espera ser aún más marcada en el futuro, sobre todo en las plantas de mayores dimensiones. En el año 1997 la construcción de una planta lineal con colectores parabólicos costaba unos **630 US\$ por m²**, las proyecciones para el 2030 indican que este costo bajará hasta **275 US\$**.

De la misma forma, estudios europeos indican que el costo de inversión por m² bajará aún más hasta llegar a unos **110 - 130 € por m²** para los colectores normales y unos **210 € por m²** para los colectores potenciados.

La Plataforma Solar de Almería ha publicado recientemente nuevas estimaciones de costos colocando dicha tecnología en un intervalo comprendido entre los 5 y 6.5 € por W instalado.

Lo que es muy interesante para los países en desarrollo en general, y para América Latina en particular, son los datos de un estudio de pre-factibilidad que se llevó a cabo para Brasil, cuyo resultado indica que el costo para la realización de una planta de 1000 MW con tecnología linear en este país es de **2.660 US\$/kW**, es decir aproximadamente el 19% menos de Estados Unidos. Esto se debería sustancialmente a los menores precios de la mano de obra y también de algunos materiales para la construcción de los colectores que se pueden encontrar localmente sin dificultad.

Actualmente son numerosos los proyectos aprobados o en fase de construcción a lo largo del mundo, la gran mayoría, como obvio, se encuentran en la zona de la tierra denominada “cinturón solar”. Como anticipado, la tecnología linear con espejos parabólicos es la más utilizada por los inversionistas a la luz de la amplia experiencia comercial acumulada y de la claridad sobre costos y ganancias. En el cuadro a continuación es importante distinguir entre proyectos exclusivamente solares (Grecia, Israel, Italia, España, Usa) y proyectos híbridos, en que solamente una parte de la capacidad instalada proviene de fuente solar.

CUADRO 3
PROYECTOS SOLARES CON TECNOLOGÍA LINEAR EN CONSTRUCCIÓN EN EL MUNDO

País/Ubicación	Pot. Total (MWe)	Cap. Solar (MWe)	Empresas
Argelia	140	35	New Energy Algeria
Australia	1440	35	Austa Energy & Stanwell
Egipto	127	29	Lic. abierta
Grecia, creta	50	50	Solar Millenium, Fichtner
India, Mathania	140	35	Lic. abierta
Israel	100	100	Gobierno
Italia	40	40	ENEA
México, Baja California	300	29	Lic. abierta
Marruecos	230	26	Lic. abierta
España, Granada	2x50	2x50	Solar Millenium Group
España, Navarra	15	15	EHN & Duke Solar
Estados Unidos, Nevada	50	50	Solargenix

Fuente: Elaboración propia.

2. Receptor Central a Torre

La factibilidad técnica de esta tecnología ha sido ampliamente demostrada durante los años '80 en California, cuando se desarrollaron proyectos de investigación que contemplaban la puesta en operación de 6 plantas, cada una entre 1 y 5 MW de potencia instalada. Además una séptima planta se conectó a la red de distribución eléctrica de California del sur llegando a sumar los 21,5 MW de potencia total del entero complejo.

La eficiencia de conversión máxima estimada por este tipo de tecnología alcanza el 23% y, a pesar que su validez comercial aún no haya sido probada, la ventaja potencial de concentrar los rayos del sol hasta 600 veces hace posible que se alcancen temperaturas más altas en comparación con las otras

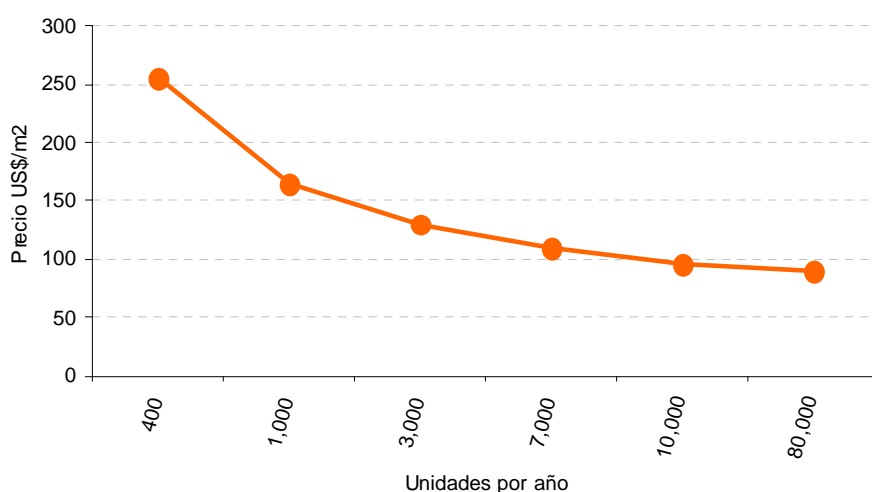
instalaciones que aprovechan la energía solar. De hecho, frente a los 565° C probados, la temperatura potencial que el fluido contenido en el receptor central puede alcanzar es alrededor de los 1000° C. Esto implica un mayor output de producción y mayores tiempos de almacenaje que permitirían a la central de producir energía eléctrica también durante largos intervalos sin luz solar directa.

Los márgenes para el desarrollo de esta tecnología son muy amplios, por esta razón en una década es presumible la construcción de centrales con una potencia instalada hasta los 200 MW, lo cual haría bajar sensiblemente el costo actual de generación que rodea los 17 – 24 US\$ cents por kWh.

Las mejoras tecnológicas potenciales a las actuales plantas con receptor central a torre conciernen:

- El diseño estructural de los heliostatos, que reduciría el costo de producción unitario y aumentaría la eficiencia de reflexión de los mismos con la consecuencia de disminuir tanto los costos de inversión como los de operación.
- El tamaño de la producción, que, relacionándose inversamente con el costo unitario de los heliostatos, representa una variable importante para abaratar los costos de inversión.

GRÁFICO 2
NIVEL DE PRODUCCIÓN DE HELIÓSTATOS



Fuente: "Solar Energy", SBP.

- El aumento de la temperatura de operación probada hasta los 1000° C que, de acuerdo a los estudios, parece ser el máximo potencial alcanzable.
- La mejora, a través de la investigación, del fluido intercambiador de calor para lograr una más eficiente acumulación de energía (Ej. sales derretidos, sodio líquido, aceite sintético).
Con respecto a este tema es importante mencionar la evolución experimentada con el cierre del proyecto Solar One y la apertura de Solar Two en California. La primera planta fue inaugurada en 1982 y siguió funcionando hasta 1988, tenía una potencia instalada de 10 MW, sin embargo generaba el vapor a alta presión calentando directamente el agua. Mediante este sistema resultaba difícil mantener un nivel de producción constante cuando los rayos solares no eran directos. En 1997 se volvió a abrir la misma planta de 10 MW de potencia, la cual operó hasta el 1999, pero esta vez se sustituyó el agua con sales derretidos cuya ventaja era la propiedad física de mantener el calor por un tiempo mucho mas largo, aumentando así las horas de producción diaria y el output total.

A pesar de la introducción gradual de dichas mejoras, actualmente, el costo de generación por kWh a través de esta tecnología sigue siendo poco competitivo en circunstancias normales. En particular, los costos de inversión son demasiado elevados y la generación de energía eléctrica a escala comercial aún no es rentable, salvo en presencia de incentivos estatales como es el caso de España.

Este país se ha posicionado a la vanguardia mundial en la generación eléctrica mediante energía solar debido a la combinación de diferentes medidas normativas. En primer lugar la Ley 54/1997 que introdujo la libre competencia en el sector eléctrico español y que compatibilizó esta decisión con los objetivos medio-ambientales de reducción de gases a efecto invernadero que el gobierno de este país había asumido. En segundo lugar, el Decreto Real 2818 del 1998 que establecía incentivos económicos para las fuentes renovables y una ley del año 2000 que favorecía aún más estas fuentes energéticas y establecía, en particular manera, un premio para las plantas solares térmicas de **12 centavos de € por kWh** para contribuir a alcanzar el objetivo declarado de cubrir antes del 2010 el 12% de la demanda energética nacional mediante las fuentes renovables. Finalmente, el “Plan para la promoción de las Energías Renovables en España”, aprobado por el Consejo de Ministros en el Diciembre de 1999, que prevé la instalación de 200 MW de plantas solares hasta el año 2010.

Por lo que se refiere a la tendencia del costo por m² de este tipo de instalación se observa una sensible reducción en el tiempo, que sin embargo resulta ser menos marcada que la de la tecnología lineal. En el año 1997 la construcción de una planta con receptor central a torre costaba unos **475 US\$ por m²**, las proyecciones más optimistas para el 2030 indican que este costo bajará hasta unos **200 US\$**. Se puede observar que esta reducción de costos es un poco menor en términos relativos de la reducción experimentada por la tecnología lineal con receptores parabólicos, debido al hecho que la experiencia para este tipo de instalaciones es más avanzada.

Llevando España la delantera en este tipo de tecnología es comprensible como la mayoría de los estudios más recientes y de la recopilación de datos sean en euro. En particular, en Europa la estimación del costo de esta tecnología es, en el mediano plazo, **entre los 140 y los 220 € por m²**, y, en el largo plazo, se calcula **inferior a los 100 €/m²**. Un reciente estudio de la Plataforma Solar de Almería coloca los costos entre los **5 y 6,5 € por W instalado**.

Más en concreto, el costo de inversión para la planta solar **PS10** cerca de Sevilla, con una potencia instalada de casi 11 MW y una capacidad de almacenaje de 3 horas, fue de **2.700 € por kW_e**. Mientras que el costo total del campo solar con receptor central a torre cerca de Córdoba, llamado **SolarTres**, de 15 MW de potencia y con una capacidad de almacenaje de 16 horas, es aproximadamente de **€ 84 millones** con un costo de operación anual de **2 millones de €**.

Un estudio de 2006, realizado conjuntamente entre SolarPACES, ESTIA y Greenpeace, afirma que en los países en desarrollo estos costos se reducirían como mínimo de un 15% debido a la mano de obra más barata y al precio menor de algunos materiales que se pueden encontrar localmente.

Otro estudio muy relevante, llevado a cabo por el Banco Mundial, afirma que los costos de generación eléctrica mediante esta tecnología en las zonas altamente irradiadas, es decir **> 2.700 kWh/m² anuales** (Desierto de Atacama – Chile; Desierto de Sonora – México; Desierto del Mojave – USA; Desierto del Sahara – Norte de África; etc.), serán en el mediano plazo de **7 – 8 € cents por kWh**, mientras en el largo plazo bajarán a los **5 centavos de €/kWh**.

A pesar de que las cifras futuras parecen ser bastante competitivas, la realidad es que, al estado actual de las cosas, esta tecnología no tiene todavía un cálculo costos-ganancias bien definido y claro. Por esta razón los inversionistas no están tomando riesgos y los proyectos operativos de campos solares con receptor central a torre son solamente dos y ambos se encuentran en España por las razones mencionadas anteriormente.

CUADRO 4
PROYECTOS SOLARES CON TECNOLOGÍA A TORRE EN CONSTRUCCIÓN EN EL MUNDO

País/Ubicación	Pot. Total (MWe)	Cap. Solar (MWe)	Empresas
PS10 ESPAÑA, Sevilla	10	10	Abengoa Group
Solar Tres ESPAÑA, Córdoba	15	15	Ghersa & Bechtel/Boing

Fuente: Elaboración propia.

3. Discos Parabólicos con Micro-Turbina Instalada

La factibilidad técnica de este sistema de generación de energía eléctrica ha sido demostrada durante los años '70 en varios proyectos a lo largo de todo el mundo, sin embargo es una tecnología muy poco explotada y desarrollada por razones sustancialmente económicas.

Para alcanzar el mejor índice de eficiencia de conversión neta entre todas las instalaciones solares, 31,5 %, los discos que se han construido hasta la fecha tienen un diámetro entre los 5 y los 15 metros y generan una potencia máxima de 25 kW.

La gran ventaja de esta tecnología es sin duda la elevada modularidad que presentan las instalaciones; de hecho cada disco parabólico produce autónomamente energía eléctrica mediante una micro-turbina instalada en el receptor central y la despacha directamente a la red de distribución. Por esta razón las instalaciones encuentran su aplicación ideal y mayores perspectivas de desarrollo en áreas descentralizadas y remotas, lejos de las principales redes eléctricas.

El costo actual de generación es entre 18 y 20 US\$ cents por kWh, por lo tanto una sensible reducción es esperada gracias a la construcción de discos de segunda generación y, sobre todo, a la eventual masificación de la producción. Obviamente la producción en serie reduciría de manera notable el costo de producción por unidad, que actualmente está lejos de ser competitivo.

Los datos de una investigación conjunta de SolarPaces, ESTIA y Greenpeace señalan como el costo por kWe baja en función de las unidades producidas anualmente. Si en un país se llegara a formar un cluster de empresas dedicadas a la producción de instalaciones para esta tecnología, entonces los costos de inversión, además de ser razonables, en el mediano plazo se volverían competitivos.

CUADRO 5
RELACIÓN ENTRE EL TAMAÑO DE LA PRODUCCIÓN Y LOS COSTOS DE INVERSIÓN
PARA LA TECNOLOGÍA A DISCOS STIRLING

Disco con motor Stirling de 9-10 kW Unidades producidas por año	Costo de inversión €/kWe
1	entre 10 000 y 14 000 €
100	7 100 €
1 000	3 700 €
3 000	2 400 €
10 000	1 600 €

Fuente: SBP.

Según un estudio estadounidense del 1999 sobre la utilidad potencial de esta tecnología en el mercado energético se llegó a la conclusión que para ser competitiva el costo de inversión **por kWe** debía bajar entre los **1.200 y 2.000 US\$**, es decir alrededor de 1.500 €, alcanzables con un tamaño de producción en el orden de las 10.000 unidades al año. Como referencia podemos usar los datos de un

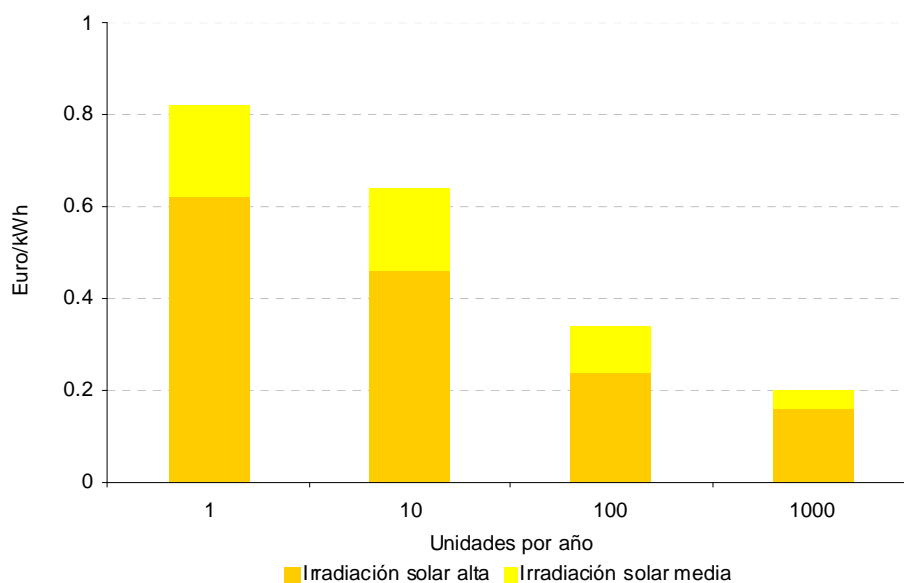
reciente estudio de la Plataforma Solar de Almería que sitúa el costo de esta tecnología alrededor de los **11 € por W instalado**.

Por lo que concierne las evaluaciones de la tendencia del costo por m² de los discos parabólicos es importante señalar como hubo una importante caída en el espacio de tan solo 10 años. Si en 1982 la planta de los *Sandia National Laboratories* en Albuquerque, New Mexico (USA), con instalados los discos Shenandoah de 40 m² de superficie, tenía un costo de **1.250 € por m²**, diez años después los discos de la empresa alemana SBP, con una superficie de 44 m², instalados como prototipos en varios países (España, Alemania, Italia e India) tenían un costo de **150 € por m²**.

La perspectiva de costo para esta tecnología en el mediano y largo plazo en caso de producciones de grandes dimensiones es **entre 105 y 125 €/m²**, es decir un nivel de costo que en futuro será en condiciones de competir con los generadores diesel en lugares remotos y con alto nivel de irradiación solar, como por ejemplo las islas.

Un interesante estudio de la empresa alemana productora de discos parabólicos, *Schlaich Bergermann und Partner*, relaciona el precio de generación de la energía eléctrica mediante la tecnología CSP con discos parabólicos con el tamaño de la producción anual de los mismos, considerando además la variable de la irradiación solar.

GRÁFICO 3
COSTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE DISCOS PARABÓLICOS EN RELACIÓN AL TAMAÑO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL Y AL NIVEL DE INSOLACIÓN DE LA PLANTA



Fuente: "Solar Energy", SBP.

En la actualidad, siendo reducido el tamaño de la producción anual de los discos, el ahorro garantizado por el excelente nivel de insolación de la planta no resulta ser muy relevante, dado que la competitividad económica sigue siendo lejana. De hecho es evidente como, sobre todo por razones de precio, esta tecnología no sea muy explotada para la generación de energía eléctrica. Sin embargo la valorable opción de los sistemas híbridos podría tener el efecto de empujar la comercialización de los discos parabólicos, no obstante haya que considerar el gran desafío que esta operación presenta con los motores Stirling.

Hoy en día existe solamente un proyecto de explotación comercial de la tecnología de discos parabólicos con micro-turbina instalada:

CUADRO 6
PROYECTOS SOLARES CON TECNOLOGÍA A DISCO STIRLING
EN CONSTRUCCIÓN EN EL MUNDO

País/Ubicación	Pot. Total (MWe)	Cap. Solar (MWe)	Empresas
SunCal 2000, USA, Huntingdon Brach, California	0.4	0.4	Stirling Energy Systems

Fuente: Elaboración propia.

Mientras que las empresas que están llevando adelante proyectos de investigación sobre esta tecnología en diferentes países son más numerosas:

CUADRO 7
PROYECTOS SOLARES DE INVESTIGACIÓN EN TECNOLOGÍA A DISCO
STIRLING EN DESARROLLO EN EL MUNDO

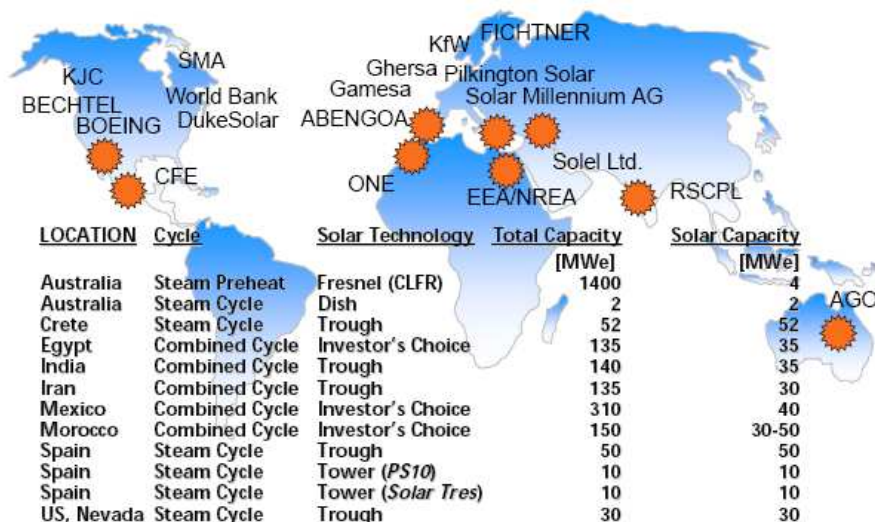
Empresa	País	Unidades	Potencia (kWe)
Advanco	USA	7	25
Schlaich Bergermann und Partner - SBP	Alemania	6	9-10
WG Associates	USA	1 tecnología avanzada	10

Fuente: Elaboración propia.

4. Tendencias futuras

Actualmente el estado del desarrollo de proyectos que incluyen plantas CSP en el mundo es lo indicado en la siguiente figura:

FIGURA 22
PROYECTOS EN DESARROLLO QUE INCLUYEN PLANTAS CSP EN EL MUNDO



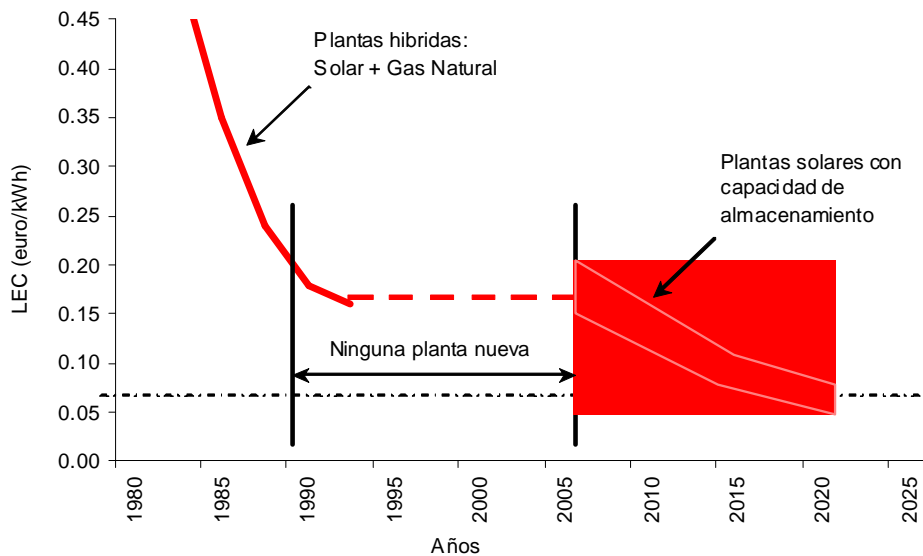
Fuente: Imagen extraída de “Solar Thermal Power Plants”, EUREC-Agency, 2000. “German Aerospace Centre” (DLR) y Plataforma Solar de Almería.

Más en general, los caminos abiertos para el desarrollo de la tecnología CSP son dos: el primero se fundamenta en la combinación del ciclo solar con la energía termoeléctrica en plantas convencionales a hidrocarburos. Esta opción es denominada ISCC y tiene la enorme ventaja de aumentar la eficiencia y el output de la planta, reduciendo sensiblemente los costos de generación. Gracias a esta tecnología híbrida es posible construir centrales con una potencia instalada de 30 o 40 MW que presentan un nivel de emisiones de gases a efecto invernadero mucho menor de las plantas convencionales. *Rebus sic standibus*, en presencia de una intervención estatal, premio o subsidio, esta opción ya es competitiva para los inversionistas en el mercado de suministro de la energía eléctrica.

El segundo camino es aquel recorrido por países como España, o los estados de Nevada y California (USA), es decir la opción 100% solar. Actualmente los costos de generación de esta tecnología siguen siendo demasiado elevados, sin embargo la implementación de numerosos proyectos a lo largo del mundo, así como las mejoras técnicas (introducción de sales fundidas como intercambiador de calor, mejoras al diseño estructural de las implantaciones, etc.), están volviendo esta fuente de generación de energía eléctrica siempre más competitiva en comparación con las otras tecnologías solares.

El avance en la curva de aprendizaje para la tecnología linear con colectores parabólicos ya está a buen punto y, según numerosas fuentes, en el mediano plazo se pasaría del actual costo de generación de **11 – 15 US\$ cents/kWh** a los **8 – 8,5 US\$ cents/kWh** (Gráfico 4). La misma industria del CSP señala que una vez alcanzados superiores 400 MW de potencia instalada mediante esta fuente, los actuales costos de generación bajarían del 20%; mientras que, una vez alcanzados los 5.000 MW instalados, se estima que la energía solar será plenamente competitiva en relación a las fuentes energéticas más tradicionales, como los hidrocarburos.

GRÁFICO 4
PRECIO DE GENERACIÓN DEL CSP



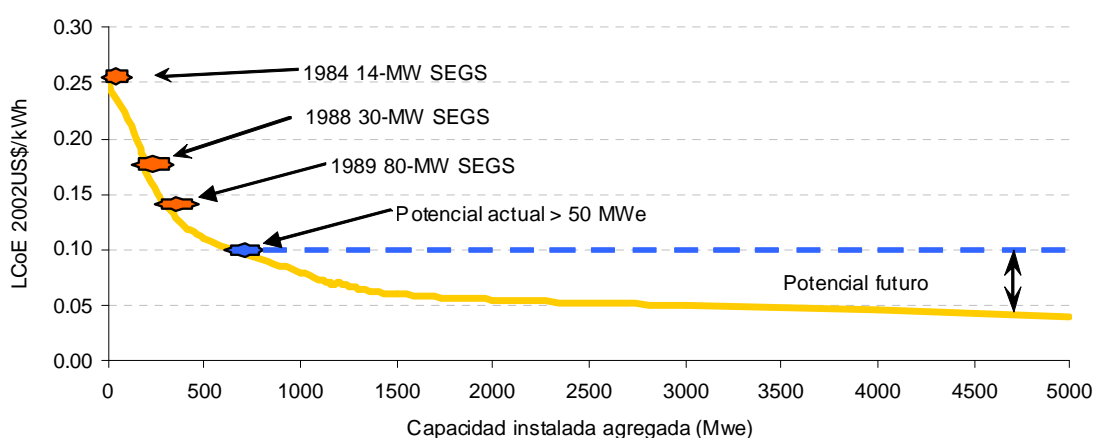
Fuente: "Concentrating Solar Power Overview", US DoE – EERA.

Un gráfico parecido al anterior, pero con una representación más precisa de la relación costo /MW de capacidad instalada ha sido publicado en febrero de 2007 por el U.S. DoE en una evaluación sobre los impactos potenciales del CSP. En este destaca claramente como al aumentar la capacidad instalada agregada el costo nivelado de la energía (LCoE) se reduce sensiblemente, originando en perspectiva un interesante potencial futuro (Gráfico 5).

En un estudio anterior, llamado “*Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts*” – 2002, Sargent y Lundy encontraron que el LCoE para la tecnología solar a concentración se situaba entre 11 y 12,6 centavos US\$/kWh, o en alternativa entre los 2.400 y los 3.000 US\$/kW. Los mismos investigadores concluyeron su análisis afirmando, quizás en forma excesivamente optimista, que el costo de generación podría reducirse hasta los **3,5 - 6,2 cents US\$/kWh** para el año 2020, debido sustancialmente a una combinación de tres factores:

- El desarrollo de la tecnología;
- El tamaño de las plantas;
- La producción masiva de energía eléctrica a través de esta fuente.

GRÁFICO 5
COSTO ELECTRICIDAD VS. CAPACIDAD INSTALADA

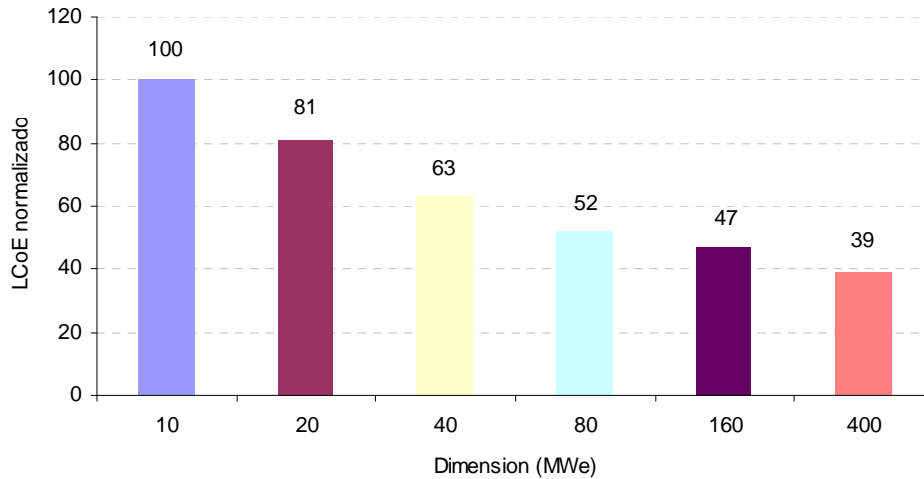


Fuente: “Assessment of Potential Impact of Concentrating Solar Power for Electricity Generation, Report on Congress, US DoE, 2007.”

El gráfico muestra un escenario en que el LCoE de la tecnología linear disminuye en relación al aumento de la difusión de la misma. Como dicho anteriormente en varias ocasiones, el utilizzo masivo de esta tecnología es importante porque permitiría a la industria del sector construir plantas solares siempre mas grandes y con mayor potencia instalada, las cuales incorporarían las ventajas típicas de las economías de escala no solo en términos de output, sino también en la fase de fabricación y construcción de los componentes.

Este concepto es ejemplificado en el Gráfico 6 que relaciona el LCoE con las dimensiones de la planta señalando claramente la relación inversa entre las dos variables. En otras palabras, aumentando la potencia instalada el costo de generación de una misma planta disminuye de forma constante. Asumiendo que el LCoE de una planta de 10 MWe de potencia equivale a 100, la disminución del costo de generación alcanza casi un 20% cuando se redobra la potencia instalada y casi un 50%, es decir la mitad, cuando los MWe generados son al menos 80. A partir de este valor si bien la disminución del costo de generación siga al aumentar la potencia lo hace con menor intensidad.

GRÁFICO 6
LCOE VS. DIMENSIÓN DE LA PLANTA

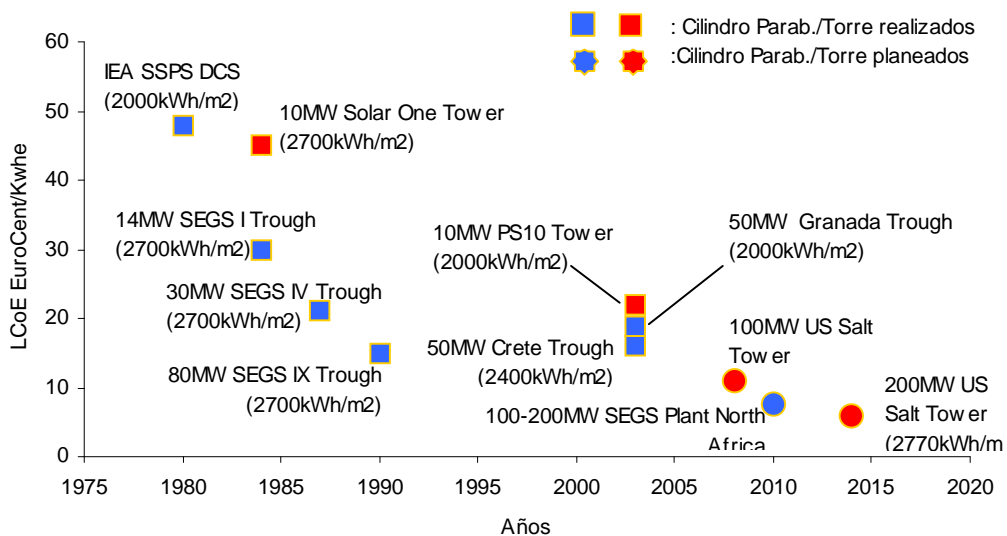


Fuente: IEA-SolarPACES.

Los mismos autores, en la puesta al día del trabajo mencionado anteriormente, destacan que la tecnología CSP está probada para la producción de energía a nivel comercial y, por ende, ya existe un mercado potencial en el cual se pueden alcanzar importantes reducciones de los costos una vez que esta fuente haya alcanzado un nivel de difusión razonable. No obstante, es importante señalar como en estas primeras etapas de difusión del CSP sea imprescindible la introducción de incentivos estatales para fomentar la investigación y el desarrollo, cuyo efecto es el de hacer avanzar el estado de la tecnología en la curva de aprendizaje.

Otro dato importante relativo al LCoE es su tendencia en función del desarrollo tecnológico (evidentemente mayor con el pasar de los años) y, sobre todo, del nivel de insolación de las plantas, es decir su posición en el “mapa solar” del planeta. Todas estas variables se combinan en la siguiente graficación que considera también el rendimiento de algunos proyectos en fase de realización:

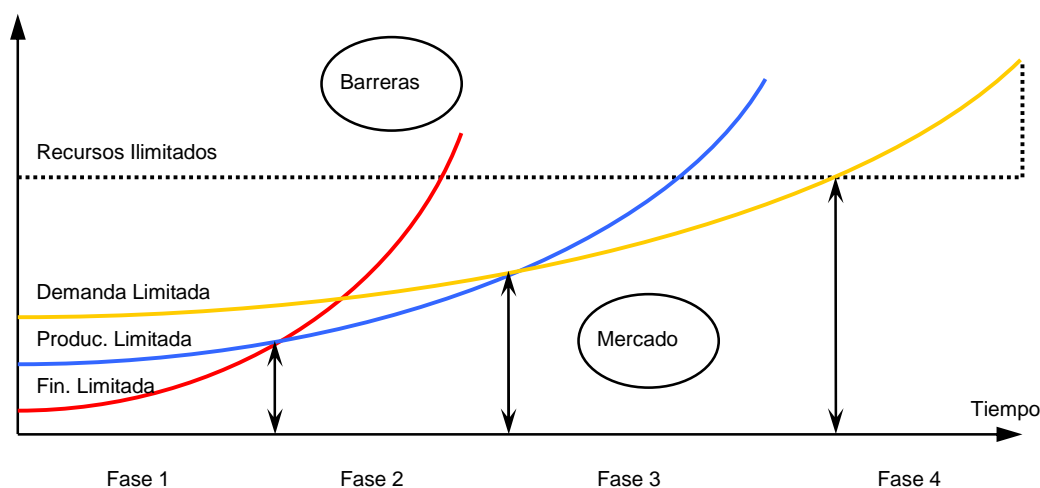
GRÁFICO 7
EVOLUCIÓN DEL LCOE DE LAS PLANTAS SOLARES SEGÚN LOS NIVELES DE INSOLACIÓN DE LOS SITIOS



Fuente “German Aerospace Center” (DLR) y Plataforma Solar de Almería.

En definitiva, las proyecciones del desarrollo potencial del sector en su conjunto son muy interesantes e indican un crecimiento sostenido del mismo. Sin embargo las barreras tecnológicas y sobre todo financieras que el CSP sigue encontrando están frenando su avance a la siguiente fase de mercado, donde las ventajas de la producción a gran escala serían mayormente perceptibles.

GRÁFICO 8
CSP – BARRERAS Y FASES DE MERCADO



Fuente “German Aerospace Center” (DLR) y Plataforma Solar de Almería.

Según datos IEA-SolarPACES, en el 2020 la región *leader* en la producción de energía eléctrica de fuente solar será Europa; mientras que los países con mayor potencial de crecimiento, es decir con más de 1.000 MW de potencia instalada esperada, serán España, USA, México, Australia y Sudáfrica. Una proyección más a largo plazo muestra que, en la mejor de las hipótesis, en 2030 la capacidad instalada alcanzará los 106.000 MW, y en 2040 630.000 MW. Para este año, la cuota de demanda global de energía eléctrica que podría ser satisfecha a través del CSP es del 5%.

CUADRO 8
PROYECCIÓN GLOBAL DEL CSP DESDE 2010 HASTA 2020

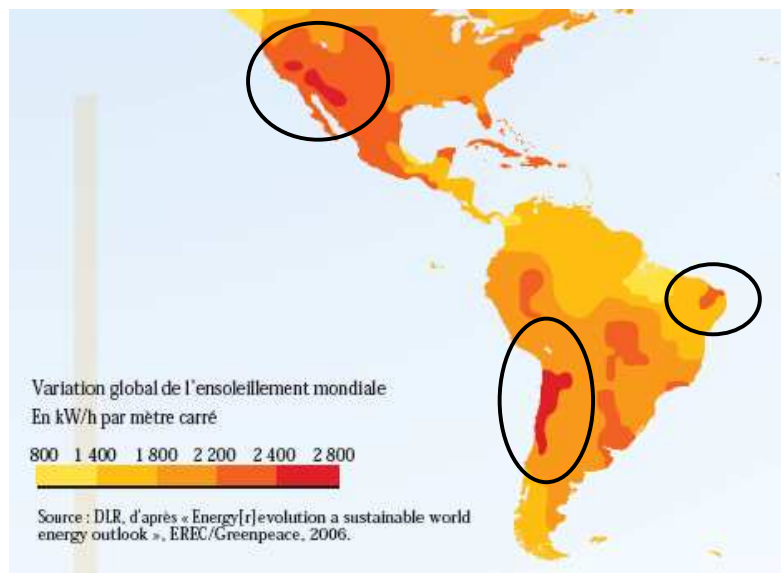
Año	MW	MWh	tCO2	Volumen mkt MUS\$	Puestos de trabajo
2010	1 550	6 095 500	3 657 300	1 280	11 929
2015	5 990	15 208 000	9 124 800	2 056	72 294
2020	21 540	54 583 000	32 749 800	7 687	198 774
Total			45 531 900	11 023	

Fuente: “Solar Thermal Power 2020”, ESTIA, SolarPACES y Greenpeace, 2003.

VI. Experiencias de tres casos nacionales: Brasil, Chile y México

La última sección de este trabajo consiste en un enfoque sobre los tres países del sub-continente latinoamericano que presentan las condiciones geográficas ideales para el desarrollo eficiente de los proyectos de generación eléctrica mediante fuente termo-solar a concentración. Como mencionado anteriormente las áreas que superan los 2000 kWh/m² de irradiación solar anual son el Desierto de Sonora en México, el extremo más oriental de Brasil y el Desierto de Atacama en Chile.

MAPA 2
VARIACIÓN GLOBAL DE LA RADIACIÓN SOLAR MEDIDA
(En KWH por M2)



Fuente: “Energy (r)evolution a sustainable world energy outlook”, EREC/Greenpeace, 2006.

^a Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

El esfuerzo llevado a cabo en los tres países por la Unidad de Energía de la División de Recursos Naturales e Infraestructura, con el fin de favorecer el intercambio de informaciones, conocimientos y visiones sobre las tecnologías energéticas sostenibles y en particular la tecnología solar, ha contado con el apoyo y la participación, en calidad de Alto Consultor de la CEPAL, del Premio Nobel en Física Prof. Carlo Rubbia.

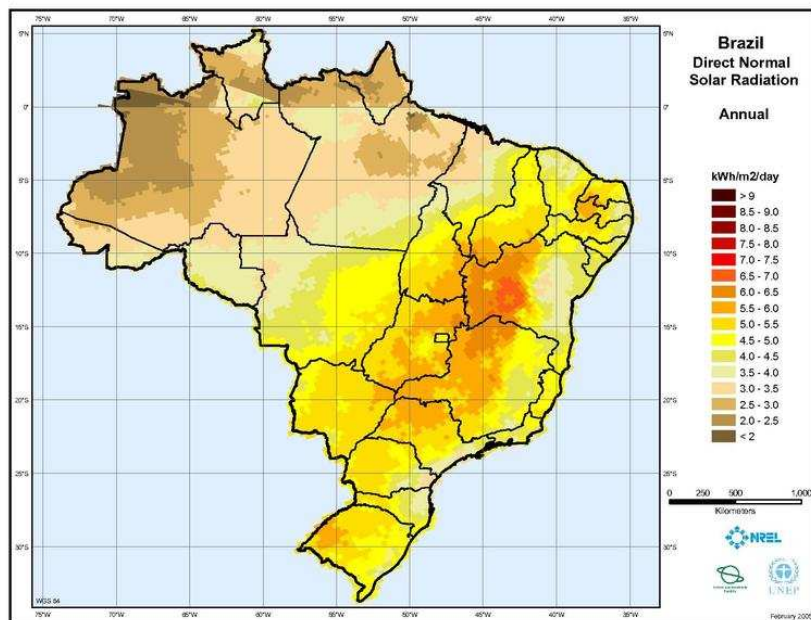
Las visitas han sido estructuradas para que el intercambio mutuo de informaciones y conocimiento se desarrollara según tres directrices: político-gubernamental, técnico-empresarial y la esfera académica. Gracias a diferentes tipologías de eventos, como ponencias magistrales, mesas redondas, petit comités, visitas a centros de investigación y excelencia académica, se ha podido llevar a cabo una dúplice tarea: por un lado recoger informaciones sobre el estado del arte del CSP en los tres países en análisis y captar sus perspectivas de desarrollo favoreciendo el encuentro de los diferentes *stakeholders*; por otro lado difundir el *expertise* de los actores mas involucrados y avanzados a nivel mundial en el desarrollo de esta tecnología.

1. Brasil

A pesar de las buenas condiciones climáticas y ambientales actualmente en Brasil no se está desarrollando ningún proyecto de energía solar termodinámica.

Este país esta incrementando la cuota renovable de su matriz gracias al importante desarrollo de los biocombustibles, sin embargo tiene regiones semi áridas muy extensas que reciben un nivel de radiación solar directa suficiente para que la tecnología CSP sea eficiente en términos económicos (> 2000 kWh/m² al año). En particular, el mejor potencial solar se encuentra en la cuenca del río São Francisco y en el área de Sobradinho en el noroeste del país, relativamente cerca de la línea del ecuador, lo que además presentaría una ventaja óptica sustancial.

MAPA 3
VARIACIÓN GLOBAL DE LA RADIACIÓN SOLAR MEDIDA EN BRASIL



Fuente: NREL

^a Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Inmensos territorios son disponibles para el desarrollo de proyectos solares termodinámicos: los sitios de Januária y Itacarambi, que han recibido la visita del equipo internacional START - *Solar Thermal Analysis, Review and Training* de la organización SolarPACES en el año 1997, destacan excelentes condiciones climáticas y topográficas, de disponibilidad de aguas para el enfriamiento, de acceso a la red eléctrica y a las carreteras. Estos sitios reciben una radiación solar directa anual entre 1800 y 2300 kWh/m² y pueden tranquilamente acomodar un campo solar de gran escala.

Sin embargo, Brasil lleva ya 20 años monitoreando la radiación global y empezó 10 años atrás a medir la radiación solar directa, dato absolutamente fundamental para la evaluación de la factibilidad de la tecnología CSP.

Una encuesta muy exhaustiva sobre los eventuales sitios aptos para alojar una central solar ha sido llevada a cabo entre 1990 y 1991 por *Flagsol* en conjunto con ELETRONORTE, CHESF y CEMIG. En este caso los resultados coinciden con la mencionada misión START, señalando como ideales los sitios de Januária, Minas Gerais y Sobradinho.

El CEPEL de Eletrobrás ha identificado también en la cuenca del río São Francisco y en el noroeste del país el lugar ideal para la construcción de campos solares de diferentes tecnologías (linear, torre y discos parabólicos) y de potencia variable entre las decenas de kW y 100 MW.

El gobierno brasileño ha solicitado en el 1997, a través del UNDP y del *Global Environment Facility* - GEF, el otorgamiento del *Project Development Fund* - PDF para llevar a cabo un estudio sobre la reducción en el largo plazo de los costos de la generación solar termodinámica. A pesar de la aprobación de la financiación en principio del 1998 y el comienzo de los trabajos en 2001, el proyecto fue abandonado en el 2004.

No obstante, la atención de Brasil para las fuentes renovables ha quedado manifiesta en la mesa redonda organizada en Brasilia por el Centro de Gestión de Estudios Estratégicos – CGEE que reunió, en el marco del acuerdo de cooperación entre la misma CGEE y CEPAL, altos funcionarios de ministerios e agencias clave en asuntos energéticos. En este contexto fue señalado como la insostenibilidad del consumo energético esté empujando a algunos países, entre ellos el mismo Brasil, a desarrollar métodos alternativos de generación y a profundizar las investigaciones para encontrar soluciones globales al asunto.

A raíz de esto tenemos las importantes inversiones en el sector R&D, especialmente el compartó mayormente vinculado a los biocombustibles, cuyo elevado nivel de producción ha colocado al país en una posición de liderazgo mundial. Por otro lado hay que destacar como el incremento de la producción de bioetanol, a pesar de sus enormes ventajas comparativas en ámbito local, no puede ser la única solución a un problema que es mucho más global.

Las grandes entidades de generación, como Eletrobrás y Eletronuclear, parecen ya haber captado el inminente cambio estructural en la composición de la matriz energética primaria a nivel global y afirman haber destinado importantes recursos a la investigación como señal de la voluntad de adelantarse y preparar el terreno para el cambio futuro en el sector de la generación eléctrica.

Según un estudio SolarPACES la tecnología CSP en Brasil tendrá un desarrollo contenido hasta el 2015 para luego empezar una fase de intensa expansión favorecida por las óptimas condiciones geográficas, infraestructurales, económicos-financieras, de recursos humanos y *expertise*.

CUADRO 9
PROYECCIÓN DEL CSP EN BRASIL DESDE 2010 HASTA 2020

Año	MW	MWh	tCO2	Volumen mkt MUSS	Puestos de trabajo
2010	45	175 000	105 000	52	325
2015	195	487 500	292 000	43	325
2020	970	2 425 000	1 455 000	352	3 250

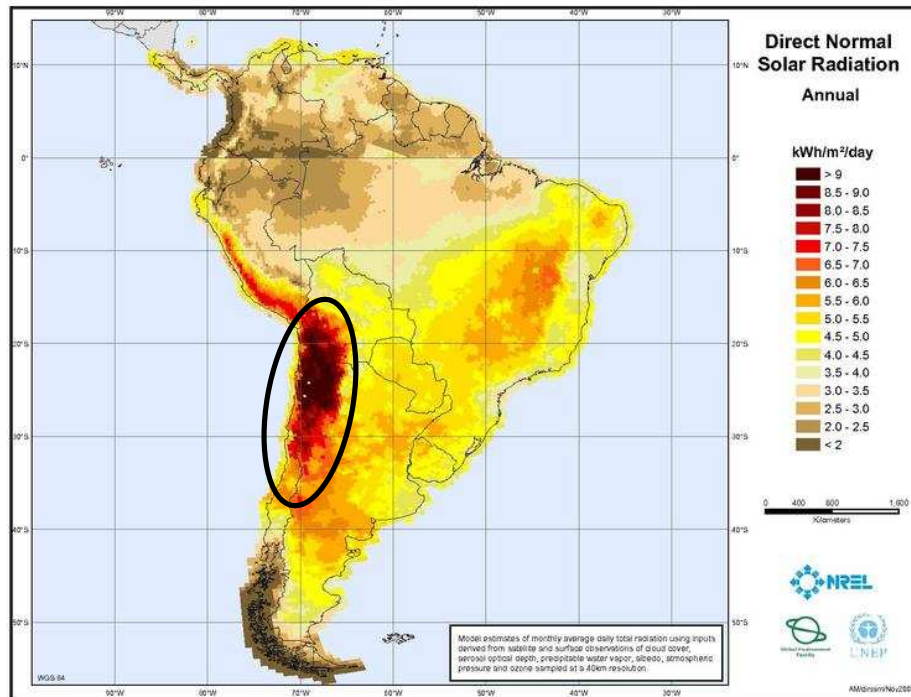
Fuente: "Solar Thermal Power 2020", ESTIA, SolarPACES y Greenpeace, 2003.

2. Chile

En el norte de Chile se registran las condiciones ideales para el aprovechamiento del recurso solar finalizado a la generación de energía eléctrica. Toda la extensa zona del Desierto de Atacama, mas específicamente la comprendida entre las regiones de Arica y Parinacota y la de Coquimbo, además de ser conocida como el lugar más árido del planeta con mas de 330 días al año sin nubes, presenta los niveles más altos de radiación solar global, que sobrepasan el umbral de los 2700 kWh por m² al año. En vía teórica, dado el nivel de radiación solar que se ha medido a la altura del Trópico del Capricornio (es decir cerca de la ciudad de Calama), una superficie de 13 x 13 Km cubierta con espejos parabólicos a estructura lineal sería suficiente a proveer Chile de toda la energía eléctrica que necesita. Para abastecer el consumo eléctrico total de Sudamérica el área cubierta de colectores debería ser “apenas” de 60 x 60 Km.

Esta privilegiada condición geográfica evidencia un enorme potencial que todavía no ha sido explotado de la manera adecuada, al contrario, hasta la fecha las energías renovables no convencionales no han encontrado mucho apoyo a nivel institucional en Chile.

MAPA 4
VARIACIÓN GLOBAL DE LA RADIACIÓN SOLAR MEDIDA EN CHILE



Fuente: NREL

^a Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

En particular, con respecto a la energía proveniente del sol, la única forma actual de explotación, según datos de la Comisión Nacional de Energía, es la tecnología fotovoltaica, utilizada ocasionalmente para aplicaciones efectuadas por empresas de telecomunicaciones, como la retransmisión de televisión en sectores aislados, para sistemas de iluminación de faros y para la electrificación rural (PER).

Sin embargo las cosas están cambiando de forma bastante rápida a la luz de diferentes factores que involucran también la esfera política del país. En primer lugar la actual situación medioambiental global y la absoluta necesidad de disminuir las emisiones de gases con efecto invernadero en el corto plazo. En segundo lugar, la exigencia estratégica de Chile de reducir su dependencia

energética externa, debido tanto al aumento de los precios de las *commodities* como a la falta de vecinos que demuestren ser *partners* comerciales totalmente confiables (restricciones de gas de Argentina, imposibilidad de comerciar con Bolivia, etc.). En tercer lugar, el problema de la sequía que está reduciendo sensiblemente el volumen de agua en los embalses y, por ende, afectando negativamente los output potenciales de energía eléctrica. En última instancia, la oportunidad para el país de aprovechar la ventaja comparativa del abundante recurso solar para situarse en una posición de vanguardia en el sector y desarrollar un know-how de excelencia exportable en futuro a los países interesados en implementar la tecnología CSP.

De hecho, el Ministerio de Energía junto con la Cooperación Internacional Alemana (GIZ) está operando desde 2008 una red de estaciones de medición (9 a la fecha) de la radiación solar en el norte de Chile, cuyo objetivo es contar con una prospección de la radiación que se base sobre datos confiables, consistentes y comparables.

En función de los factores mencionados en abril de 2009 el entonces Ministro de Energía chileno, Marcelo Tokman, tomó la importante decisión de abrir una licitación internacional finalizada a la construcción de dos plantas piloto de fuente solar en el Desierto de Atacama, con la voluntad de colocar a Chile en la delantera del desarrollo de esta tecnología a nivel regional.

Técnicamente era la *CORFO* la institución encargada por el gobierno de seguir todas las fases del concurso, el cual hubiese tenido que llevarse a cabo en el segundo semestre de 2009 y que tuvo que ser postergado. Los dos proyectos pilotos para la generación de energía eléctrica de fuente solar comprendían: una granja solar fotovoltaica de potencia entre 500 kW y 1 MW, que ocuparía una zona de 1 o 2 hectáreas de extensión en las cercanías del pueblo de San Pedro de Atacama que tenía que abastecer, y una planta de concentración solar de 10 MW que, con la tecnología de los espejos parabólicos lineares, debería ocupar alrededor de 20 hectáreas.

Los incentivos económicos específicos para ambos proyectos comprenden la compra de la energía eléctrica garantizada por las empresas mineras, que representan el *partner* comercial ideal de las generadoras tanto por el alto nivel de consumo como por su colocación geográfica, y un subsidio de inversión. Más en el detalle según los términos: el gobierno chileno adjudica un subsidio a la inversión al proyecto que, cumpliendo con todos los requerimientos técnicos, necesite el menor monto de subsidio. En este contexto los proyectos pueden recibir un subsidio público inicial hasta el 50% de los costos totales de inversión, por un monto máximo de US\$ 3 millones anuales, que servirían para cubrir los costos de la fase de *start-up*, la cual no puede extenderse por más de 3 años. Un subsidio ulterior de máximo 1,5 US\$ será disponible por cada año subsiguiente.

Se han registrado varias iniciativas finalizadas a favorecer el acercamiento entre los potenciales *stakeholders* chilenos e internacionales.

En Abril 2009, se ha llevado a cabo un encuentro en San Francisco (USA) en el cual se reunieron más de 80 compañías para asistir a la presentación de los dos proyectos pilotos. Los grupos más expertos en el desarrollo de la tecnología CSP han sido invitados a presentar sus propuestas en el evento, (BrightSource, Ausra, PG&E, Abengoa y Solar Millenium). Al evento presenciaron un buen número de compañías mineras chilenas e internacionales (BHP Billiton y Antofagasta Minerals entre otras) y varias compañías de generación eléctrica, (como Endesa, AES y Energía Austral), confirmando así la gran expectativa y el interés sobre el desarrollo de la energía solar en la región.

En el mes de Octubre de 2009, en el marco de la Semana de las Energías Renovables, se ha llevado a cabo en Antofagasta el primer Seminario Internacional Solar en Chile. El evento, enmarcado en el ámbito de la cooperación CEPAL – CNE, apuntaba a reunir los *stakeholders* del sector como científicos, expertos, representantes de centros de investigación (NREL, CIEMAT, DLR), representantes políticos y gubernamentales chilenos, los mayores grupos energéticos, mineras, inversionistas y financieros de la región. El evento ha abarcado tres diversas perspectivas: en primer lugar la viabilidad política para desarrollar proyectos solares en Chile dado su enorme potencial; en segunda instancia el enfoque internacional de la tecnología solar y su estado del arte; y, por último, la visión del mundo empresarial interesado en la abertura de este mercado en Chile.

Todas estas iniciativas han dejado en claro que un proyecto de la envergadura que se quiere implementar hoy en día en Chile implica un alto costo debido a la tecnología utilizada y esto podría

representar un problema mientras no existan normativas nacionales enfocadas a la promoción de las ERNC y de la energía solar en particular a través de importantes subsidios.

Para enfrentarse a este último tema hay que recordar las oportunidades de financiamiento del BID, que ha fundado varias iniciativas de investigación sobre energía solar en línea con su plan de desarrollo estratégico de las renovables y de la energía sustentable. También el *Banco Alemán de Desarrollo* – KfW ha proporcionado préstamos a bajo interés para financiar las fuentes energéticas renovables en Brasil, Chile y otros países andinos. Además, CORFO está promoviendo otro flujo de financiamiento a través del programa *Centres for International Excellence* – CIE, lo cual fue lanzado en Marzo 2009 y tiene como objetivo principal atraer inversionistas internacionales para desarrollar en Chile centros de investigación tecnológico-científica que incluyan las energías renovables.

El estudio SolarPACES presenta proyecciones bastante prudentes en el caso de Chile, cuyo desempeño y *commitment* están mucho más activos y concretos con respecto a Brasil (y a otros países de la región) en el desarrollo de proyectos de generación de fuente solar.

CUADRO 10
PROYECCIÓN DEL CSP EN CHILE DESDE 2010 HASTA 2020

Año	MW	MWh	tCO2	Volumen mkt MUS\$	Puestos de trabajo
2010	45	175 000	105 000	52	325
2015	195	487 500	292 000	43	325
2020	970	2 425 000	1 455 000	352	3 250

Fuente: “Solar Thermal Power 2020”, ESTIA, SolarPACES y Greenpeace, 2003.

3. México

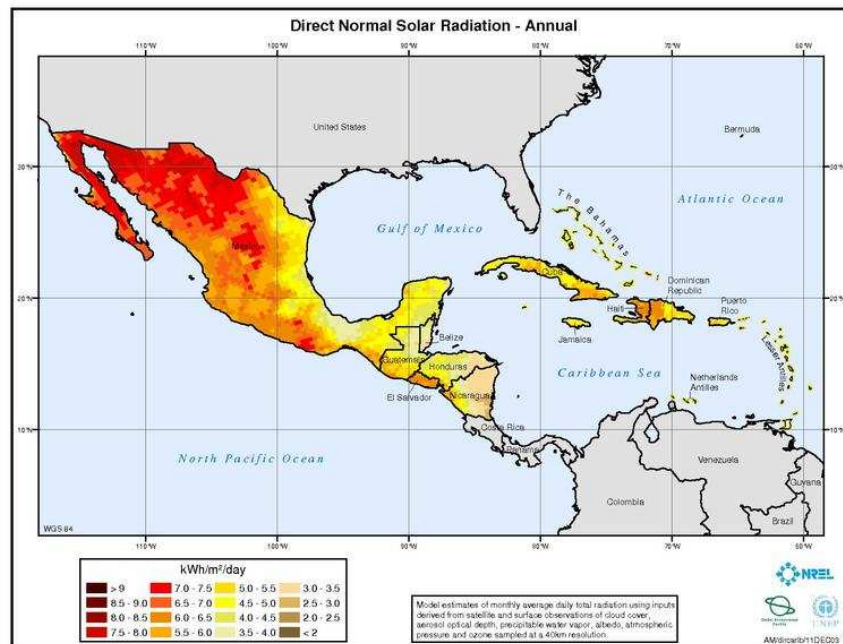
Junto a Chile es el país en la región que más radiación solar recibe. Los estados federales con niveles de insolación aptos a la generación de energía eléctrica vía CSP (mayor de 2000 kWh/m² por año) son en especial manera los del noroeste del país, como la Baja California, Sonora, Chihuahua y, en menor medida, Durango.

Pese a que los niveles de irradiación en esa zona del país son ideales para instalar un campo solar para la generación eléctrica, hasta la fecha no se ha aprovechado esta posibilidad como debiera. Sin embargo, actualmente, el proyecto de desarrollo del solar termodinámico en México sigue siendo considerado como parte del plan de expansión propuesto por la *Comisión Federal de Electricidad*.

De hecho, en marzo 2002 la CFE hizo un llamado de interés para la construcción de una central a gas con ciclo combinado de 198 – 242 MW, con una planta solar integrada opcional, de por lo menos 25 MW, con la tecnología lineal a espejos parabólicos. El costo adicional para la instalación solar iba a ser cubierto originariamente por un subsidio del GEF. Pero en el año 2003, debido al escaso interés de los inversionistas, se decidió abandonar el proyecto, hasta que en 2005 la CFE propuso cambiar el sitio del campo solar hacia una zona con mayor irradiación en el Estado de Sonora y sugirió redoblar la potencia de la planta (de 250 a 500 MW) integrándola con una central convencional a gas.

Esta decisión, entonces, debería conllevar a la construcción de hasta 500 MW de potencia instalada en dos centrales híbridas (turbinas accionadas por fuente solar y gas a ciclo combinado - ISCC) ubicadas en Laguna o Hermosillo y Cerro Prieto.

MAPA 5 VARIACIÓN GLOBAL DE LA RADIACIÓN SOLAR MEDIDA EN MÉXICO



Fuente: NREL

^a Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

La empresa de consultorías *Spencer Management Associates*, trabajando en nombre de la CFE y del Banco Mundial, se ha preocupado de llevar a cabo un estudio de viabilidad económica y factibilidad técnica para la integración de una planta solar con tecnología lineal a espejos parabólicos a la central a gas (ciclo combinado) de Cerro Prieto, en la Baja California Norte. El estudio resultó conforme con el esquema de financiación del GEF. No obstante, el proyecto ha sido postergado por dos razones principales: la reestructuración de todo el sector energético mexicano y los cambios en la composición del gobierno nacional que han puesto en riesgo el apoyo político al proyecto en el año 2006.

Los resultados del estudio señalan que la mayor ventaja de realizar proyectos CSP en México deriva de los buenos índices de desarrollo que este país presenta tanto en términos de base industrial, como de fuerza-trabajo calificada, con la posibilidad de llevar a cabo internamente el entero proceso de construcción de las plantas y de sus componentes. Esta condición productiva tendría el no despreciable efecto de bajar los costos totales de inversión y posiblemente de favorecer el desarrollo a nivel local de una industria del solar termodinámico que proveería componentes para las otras plantas en construcción en el mundo. Además, el *know-how* y la habilidad de la industria mexicana en la fabricación de dichos componentes ya han sido demostrados gracias a la producción de colectores parabólicos destinados a las instalaciones de Estados Unidos en California y Nevada.

A nivel gubernamental el compromiso con las fuentes renovables y la reducción de las emisiones de CO₂ han cobrado importancia a partir del año 2008, cuando se decidió que parte de las ganancias provenientes de la venta y la exportación del petróleo se invirtieran en dos sectores específicos: las energías sustentables y la investigación y desarrollo.

También a raíz de este nuevo contexto el ya existente filón de investigación sobre energía solar a nivel nacional se está difundiendo grandemente, y, durante la misión de la delegación CEPAL al país, ha quedado manifiesta la intención, tanto del Instituto de Investigaciones Eléctricas – IIE, como del Centro de

Investigación de la Universidad Autónoma de México – UNAM, de seguir desarrollando las ERNC en función de los problemas vinculados al cambio climático y al calentamiento global.

Por un lado, el IIE está desarrollando investigaciones sobre dos tipos de tecnologías que se encuentran en diferentes fases de estudio: construcción y *testing* de colectores parabólicos lineares y profundización de los conocimientos prácticos de prototipos de discos Stirling. Por otra parte, la UNAM, gracias a su Departamento de Energía Solar creado en Cuernavaca en 1979, cuyo crecimiento y evolución no han conocido descanso, está llevando a cabo numerosos experimentos para probar la eficacia de todas las tecnologías solares. Entre otros cabe destacar la planta híbrida geotérmico-solar que debería ser instalada en la localidad de Cerro Prieto.

En el cuadro de las proyecciones del sector CSP en México hasta el 2020 destacan importantes crecimientos en términos de producción, volumen de mercado y puestos de trabajo esperados. Desde luego el “efecto remolque” de los cercanos Estados de California y Nevada influye en gran medida a la hora de mirar hacia el futuro.

CUADRO 11
PROYECCIÓN DEL CSP EN MÉXICO DESDE 2005 HASTA 2020

Año	MW	MWh	tCO ₂	Volumen mkt MUS\$	Puestos de trabajo
2010	90	350 000	210 000	103	33 800
2015	1 290	975 000	585 000	85	84 500
2020	1 390	3 475 000	2 085 000	423	169 000

Fuente: “Solar Thermal Power 2020”, ESTIA, SolarPACES y Greenpeace, 2003.

La decisión del Banco Mundial de aprobar una donación de US\$ 49,35 millones a través del Fondo para el Medio Ambiente Mundial parece confirmar las proyecciones de SolarPACES y apostar fuertemente sobre el desarrollo de esta tecnología innovadora que emite una baja cantidad de gases de efecto invernadero.

El objetivo del proyecto, denominado Agua Prieta II, es evidenciar los beneficios de la integración de un campo de energía solar con una gran planta térmica convencional porque, si bien México cuenta con abundantes fuentes de energía renovable, su capacidad de generación basada en el eólico, solar, hidroeléctrico o recursos geotérmicos es muy reducida en la actualidad.

El hecho de estar ubicado dentro del cinturón solar de la tierra, donde los elevados niveles de radiación (hasta los 2500 kWh/m² al año) permiten el funcionamiento eficiente de sistemas de generación eléctrica conectados a la red, favorece el desarrollo de la tecnología CSP.

Concretamente, dicho proyecto estará ubicado en el Municipio de Agua Prieta, Estado de Sonora, a 6,3 Km de la ciudad de Agua Prieta y a 2 Km de la frontera con Estados Unidos, e deberá incluir dos componentes, pero solo la primera será financiada con la donación de la WB:

- Diseño y construcción de un campo de energía solar de 31 MW de potencia máxima.
- Diseño y construcción de una planta térmica alimentada por gas de 480 MW netos.

En origen se estimaba que la planta empezara a operar de manera comercial en el verano del 2009 y satisficiera la demanda de energía eléctrica en los Estados de Sonora, Sinaloa y Baja California. En realidad los llamados de interés para encontrar empresas que participaran en la inversión no han sido exitosos, así que, al estado actual de las cosas, todavía faltan los fondos a pesar de que se haya reducido el alcance original del proyecto disminuyendo la potencia a instalar de la componente solar a 15 MW.

La superficie necesaria estimada para completar el proyecto es alrededor de 100 hectáreas, es decir: 20 para el ciclo combinado, 60 para el campo solar y 20 para la subestación.

El costo de inversión estimado para el campo solar es alrededor de 370 millones de US\$, con una vida útil de 25 años, la cual puede extenderse de manera considerable gracias a las labores de mantenimiento.

Existe también un acuerdo internacional denominado *SolarPACES Implementing Agreement - SP IA*, firmado por 13 miembros (Argelia, Australia, Egipto, Comisión Europea, Francia, Israel, Alemania, México, España, Corea del Sur, Sudáfrica, Suiza, Estados Unidos) que apunta, mediante la cooperación internacional, a la resolución de los problemas técnicos relacionados a la comercialización de la tecnología CSP. La membresía es abierta. Los elementos fundamentales del acuerdo son el desarrollo tecnológico finalizado a la reducción de costos y al aumento de la confiabilidad (sistema de test en gran escala, investigación sobre prototipos de componentes, de instrumentos y nuevas técnicas de análisis del sistema), el desarrollo del mercado y el aumento de la conciencia de las potencialidades del CSP.

En base a estos principios la organización ha enviado a México (en calidad de país interesado) un equipo internacional de expertos que han llevado a cabo, en forma absolutamente independiente, una consultoría técnica acerca del estado del CSP en el país.

Bibliografía

- European Commission – DG for Energy and Transport and DG for Research: _“Concentrating Solar Power. From Research to Implementation”, 2007.
- European Renewable Energy Centres Agency (EUREC):
_“Solar Thermal Power Plants”, Mayo 2000.
- European Renewable Energy Council (EREC) y Greenpeace International:
_“Energy (r)evolution a sustainable world energy outlook”, 2006.
- European Solar Thermal Power Industry Association (ESTIA), SolarPACES y Greenpeace International:
_“Concentrated Solar Thermal Power - Now”, Septiembre 2005.
_“Solar Thermal Power 2020. Exploiting the heat from the sun to combat climate change”, 2003.
- Gruppo per la Storia dell’Energia Solare (GSES) y Comitato Nazionale “La Storia dell’Energia Solare” (CONASES):
_Silvi Cesare, “La Storia dell’uso dell’Energia Solare sulla Terra”, XXVI Congreso Nacional de historia de la Física y de la Astronomía, Roma, Junio 2006.
_Silvi Cesare, “Tona attuale negli USA il solare a concentrazione inventato da Giovanni Francia”, 2006.
- International Energy Agency (IEA):
_“Energy Technologies at the Cutting Edge”, 2007. _”Key World Energy Statistics 2007”, Paris.
_“Renewables Information 2005”, IEA/OECD Paris.
_Philibert Cédric, “The present and the Future use of Solar Thermal Energy as a Primary Source of Energy”, 2005.
_Philibert Cédric, “Technology Innovation, Development and Diffusion”, Information Paper, 2003.
- International Energy Agency (IEA) – Solar Power and Chemical Energy Systems (SolarPACES):
_“START Mission to Brazil”, Mayo 1997.
_”The SolarPACES Implementing Agreement Mid Term Report for the Period January 2002 to June 2004”, IEA/CERT(2004)27.
- Ministerio de Ciencia e Innovación, España - Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT):
_Plataforma Solar de Almería, “Informe Anual 2007”, Febrero 2008.
- Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo (OECD):
_“International Technology Collaboration and Climate Change Mitigation. Case Study 1: Concentrating Solar Power Technologies”, COM/ENV/EPOC/IEA/SLT(2004)8, Noviembre 2004.
- Schlaich Bergermann und Partner (SBP):
_”Solar Energy” <http://www.sbp.de/en/html/solar.html>
- US Department of Energy (DOE) – Energy Efficiency and Renewable Energy:
_“Concentrating Solar Power: Energy from Mirrors”, DOE/GO – 102001 – 1147, NREL, Marzo 2001.

- _ “Concentrating Solar Power Overview”, <http://www.energylan.sandia.gov/sunlab/overview.htm>
- _ “Overview of Solar Thermal Technologies”
- _ “Assessment of Potential Impact of Concentrating Solar Power for Electricity Generation”, Report on Congress, DOE/GO – 12007 – 2400, Febrero 2007.
- _ Sargent & Lundy Consulting Group, “Assessment of parabolic trough and power tower solar technology cost and performance forecasts”, 2003.
- _ “Solar Energy Technologies Program: Concentrating Solar Power”, <http://www1.eere.energy.gov/solar/csp.html>
- World Bank:
 - _ “Solar Thermal Portfolio: A Status Report”, GEF Council, 2004, GEF/C.23/Inf.9.
- Artículos, Diarios y Revistas:
 - Corriere Della Sera:
 - _ “Super celle solari nanotecnologiche”, 11 Febrero 2009.
 - Diario Financiero:
 - _ “Energías Renovables no Convencionales II”, Suplemento 30 Abril 2009.
 - Electricidad Interamericana:
 - _ “Modelo de Planta Solar replicable en Chile: Solar One”, pp. 59 – 60, n. 110/2008.
 - El Mercurio:
 - _ “El desierto se convertirá en una fábrica de energía y agua”, 5 Febrero 2009.
 - _ “Gobierno impulsará la construcción de dos centrales solares en el norte del país”, 22 Abril 2009.
 - FV FotoVoltaici:
 - _ “Il Solare Termoelettrico alla prova del nove”, pp. 108 – 116, n. 1/2008.
- Páginas Web:
 - www.solarpaces.org.
 - _ www.enea.it.
 - _ www.ciemat.es.
 - _ www.psa.es.
 - _ www.eere.energy.gov.
 - _ www.sbp.de.