



SUBSECRETARIA DE ENERGÍAS RENOVABLES
Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

ENERGÍA
SOLAR CONCENTRADA

Estado del Arte de la Tecnología de generación de
energía eléctrica a partir de concentración de
energía solar.

AGOSTO 2019

VALIDACIÓN

	Nombre	Cargo	Dirección
Preparado	Mariano GONZALEZ	Analista de Tecnología	DERyT#MHA
Revisado	Gastón SIROIT	Director de Evaluación de Recursos y Tecnologías	DERyT#MHA
Aprobado	Maximiliano MORRONE	DN de Promoción de E. Renovables y EE	DNPERyEE#MHA

EX-2019-100784249- -APN-DGDOMEN#MHA

Contenido

ÍNDICE DE TABLAS	3
ÍNDICE DE FIGURAS	3
INTRODUCCIÓN	4
TECNOLOGÍAS	5
TORRES SOLARES	5
COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS	6
COLECTOR LINEAR DE FRESNEL	7
DISCO DE STIRLING	8
MEDIO DE TRANSFERENCIA DE CALOR	10
SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO	10
COSTOS	11
CSP A NIVEL MUNDIAL	14
CSP EN ARGENTINA	16
Referencias.....	17

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparación entre distintos fluidos de transferencia de calor (HTF).....	10
Tabla 2. Comparación de tecnologías de almacenamiento térmico.....	11
Tabla 3. Comparación entre los distintos Sistemas de Almacenamiento	12
Tabla 4. Comparación de costos de electricidad	12
Tabla 5. Capacidad instalada mundial e incorporaciones en 2018 de CSP	15

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de tecnología CSP, (a) Colectores Cilindro Parabólico; (b) Torres Solares; (c) Colector Linear de Fresnel; (d) Disco de Stirling.....	5
Figura 2. Planta Solar Gemasolar. Andalucía. España.	6
Figura 3. Planta Solar Noor Ouarzazate I. Uarzazate, Marruecos	7
Figura 4. Planta Solar Puerto Errado 2. Murcia, España.....	8
Figura 5. Planta Solar Maricopa. Peoria, Arizona, Estados Unidos	9
Figura 6. LCOE global de tecnologías de generación de energía renovables a gran escala 2010-2018	13
Figura 7. Comparación del CAPEX, Factor de Capacidad y LCOE de la tecnología CSP	13
Figura 8. Tendencia en Energías Renovables. 2010-2018	14
Figura 9. Participación de tecnologías CSP operativas y anunciadas en 2017	14
Figura 10. . Capacidad instalada mundial de CSP	15
Figura 11. Mapa de Irradiancia Normal Directa (DNI) mundial.....	16

INTRODUCCIÓN

Si bien la tecnología solar más difundida en el mundo para generar energía eléctrica a gran escala es la solar fotovoltaica, es decir, el aprovechamiento de la energía contenida en los fotones de la luz solar para excitar electrones de un material semiconductor y así generar energía eléctrica, la irradiación solar también puede ser aprovechada como fuente de energía térmica para calentar un fluido y así generar energía eléctrica por medio de un generador. Este tipo de tecnologías se las conoce como Energía Solar Térmica de Concentración o Energía Solar Térmica Concentrada (CSP, por sus siglas en inglés *Concentrated Solar Power*).

Mientras que la energía solar fotovoltaica aprovecha la Irradiancia Global Horizontal (GHI, *Global Horizontal Irradiance*), la cual se conforma por la Irradiancia Horizontal Difusa (DHI, *Diffuse Horizontal Irradiance*) y la Irradiancia Normal Directa (DNI, *Direct Normal Irradiance*), la tecnología CSP sólo se enfoca en utilizar la componente DNI para redireccionar los rayos solares a un punto o eje focal (dependiendo de la tecnología) por donde circulará el fluido a calentar.

Las ventajas que presentan estas tecnologías es que algunas de ellas ofrecen la capacidad de almacenar energía térmica para usarlas luego de la recolección de la energía, permitiendo, por ejemplo, comportarse como centrales de potencia firme o centrales de generación en horarios vespertinos o nocturnos, es decir, cuando el recurso solar no se encuentra disponible.

Dado que la tecnología aún es una de las más costosas para considerarla económicamente factible se recomienda contar con un nivel mínimo de DNI de 2.000 kWh/m²/año (5,5 kWh/m²/día). Argentina presenta condiciones ideales para la instalación de este tipo de tecnologías, alcanzando valores de DNI más elevados.

En la Figura 1 se presenta un esquema de las cuatro tecnologías CSP que se están desarrollando a nivel mundial a gran escala.

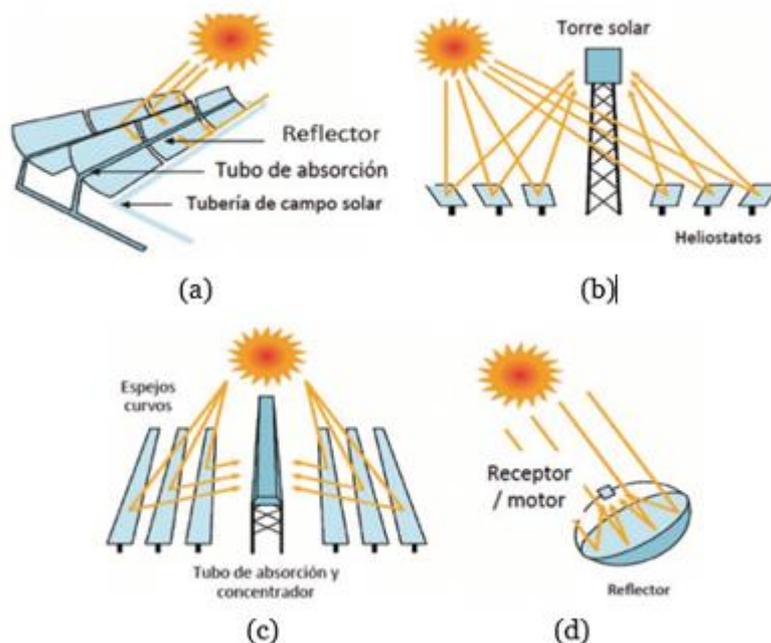


Figura 1. Tipos de tecnología CSP, (a) Colectores Cilindro Parabólico; (b) Torres Solares; (c) Colector Linear de Fresnel; (d) Disco de Stirling

TECNOLOGÍAS

A continuación, se presenta una breve descripción de cada una de las tecnologías CSP hasta ahora desarrolladas con operación comercial según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2012)

TORRES SOLARES

La tecnología solar de torre utiliza un campo de espejos para reflejar y enfocar la radiación directa del sol (DNI) sobre un receptor montado en una torre central donde la luz es capturada y convertida en calor. El calor es conducido a un ciclo termodinámico, por lo general un ciclo de vapor, para generar energía eléctrica. El campo solar consiste en un gran número de espejos controlados automáticamente denominados helióstatos, los cuales siguen al sol individualmente sobre dos ejes. Los espejos reflejan la luz solar hacia el receptor central donde el fluido es calentado.

Actualmente, las torres solares utilizan distintos fluidos de transferencia de calor (HTF, *Heat Transfer Fluid*) como vector de transporte del calor como pueden ser el agua/vapor, aire o sales fundidas. Dependiendo del diseño del receptor y del fluido de trabajo, los rangos de temperaturas de trabajo están comprendidos entre 250°C y 1000°C para futuras plantas, aunque las temperaturas alrededor de los 600°C son las temperaturas de trabajo normales para los diseños actuales con sales fundidas. El tamaño del campo solar requerido es directamente proporcional con la capacidad de generación deseada, lo que conlleva a una mayor distancia entre el receptor y los helióstatos, provocando un incremento en las pérdidas ópticas debido a la absorción atmosférica, desviaciones angulares del espejo inevitables por imperfecciones y pequeños errores del sistema de seguimiento.

Las torres solares pueden utilizar aceites sintéticos o sales fundidas como fluido de transferencia de calor y como medio de almacenamiento de la energía térmica. Los aceites sintéticos operan a una temperatura aproximada de 390°C, limitando la eficiencia del ciclo. Por su parte, las sales fundidas operan a una temperatura entre los 550 y 650°C, suficiente como para lograr mejores eficiencias en el ciclo de vapor a cambio de mayores inversiones.

Las principales ventajas de esta tecnología están ligadas a las altas temperaturas de trabajo. Estas temperaturas permiten:

- Grandes eficiencias en el ciclo de vapor y
- Almacenamiento térmico de energía más atractivo para garantizar la programación de generación y reduciendo costos



Figura 2. Planta Solar Gemasolar. Andalucía. España. Fuente: Torresol Energy

COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS

Los colectores cilindro parabólicos (PTC, *Parabolic Through Collectors*) están compuestos por colectores solares (espejos), recibidores de calor y estructuras de soporte. Los espejos de forma parabólica son construidos deformando una lámina de material reflectivo en una parábola. Estos espejos concentran la luz incidente en un recibidor central en forma de tubo colocado en la línea focal del colector. Una fila de espejos puede alcanzar 100 metros o más, con una apertura de 5 a 6 metros. Un seguidor de un solo eje es usado para orientar tanto a los colectores solares como a los recibidores de calor hacia el sol. Los PTC normalmente se alinean en dirección Norte-Sur con seguimiento Este-Oeste para maximizar la recolección de energía.

El receptor está compuesto por un tubo absorbente (usualmente de metal) dentro de un tubo de vidrio al vacío. El tubo absorbente generalmente se encuentra cubierto por una capa de acero inoxidable, con un recubrimiento de material selectivo para absorber la irradiación solar (onda corta)

pero emite muy poca radiación infrarroja (onda larga). Tanto el material selectivo como el tubo al vacío ayudan a reducir las pérdidas de calor.

Un HTF circula a través de los tubos absorbentes para captar la energía solar y transferirla al generador de vapor o para calentar el sistema de almacenamiento, si hubiese. La mayoría de los proyectos PTC existentes utilizan aceites sintéticos como HTF, los cuales pueden alcanzar temperaturas de hasta 400°C.

Esta tecnología es la tecnología CSP con mayor experiencia de operación comercial en el mundo.



Figura 3. Planta Solar Noor Ouarzazate I. Uarzazate, Marruecos. Fuente: SENER

COLECTOR LINEAR DE FRESNEL

Los colectores lineales de Fresnel (LFC, *Lineal Fresnel Collector*) son similares a los colectores cilindro parabólicos, pero a diferencia de ellos utilizan una serie de vidrios planos o levemente curvados para concentrar la luz solar en un receptor fijo localizado algunos metros por encima del campo de espejos. Cada línea de espejos se encuentra equipada con un sistema de seguimiento de un eje y es optimizado individualmente para asegurar que la luz solar siempre se concentre en el receptor fijo. El receptor consiste en un largo tubo con una película selectiva absorbente.

A diferencia con los PTC, la línea focal de los colectores de Fresnel es distorsionada por astigmatismo. Esto requiere un espejo por encima del tubo (un reflector secundario) para reenfocar los rayos perdidos por el tubo o varios tubos paralelos formando un mutli-receptor que sea lo suficientemente ancho como para capturar la mayoría de la luz enfocada sin necesidad de un reflector secundario.

Las principales ventajas de los colectores lineales de Fresnel comparada con los PTC son:

- LFC puede utilizar espejos planos mucho más baratos.
- LFC requiere mucho menos acero y concreto, lo que también se traduce en un proceso de ensamble más sencillo.
- Las cargas producidas por el viento en LFC son menores, produciendo una mejor estabilidad estructural, reduciendo pérdidas ópticas y menores rupturas de los espejos.
- La superficie reflectora por receptor en LFC es mayor, lo cual es importante ya que es el componente más caro en ambas tecnologías

En contraparte, la principal desventaja del LFC es que la eficiencia óptica es menor que la de los PTC debido a las propiedades geométricas de LFC. Este problema se debe a que el receptor es fijo, por lo que las pérdidas por el coseno del ángulo de reflexión por la mañana y la tarde son muy altas. Además, en la tecnología LFC es más difícil y costoso incluir sistemas de almacenamiento.



Figura 4. Planta Solar Puerto Errado 2. Murcia, España. Fuente: Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico (REVE)

DISCO DE STIRLING

El sistema de Disco de Stirling consiste en un concentrador de disco parabólico que refleja la DNI solar sobre un receptor en el punto focal del disco. El receptor puede ser un motor Stirling o una micro turbina. Los discos de Stirling requieren que el seguimiento del sol sea en dos ejes, pudiendo alcanzar altas temperaturas. De todos modos, aún no se ha desarrollado esta tecnología a gran escala.

La idea de esta tecnología es utilizar un motor Stirling en combinación con una unidad de generación localizados en el punto focal del disco y así transformar la energía térmica en energía eléctrica. Actualmente hay dos tipos de motores Stirling: cinemático y de pistón libre. Los cinemáticos funcionan con hidrógeno como fluido de trabajo y tienen mayores eficiencias que los de pistón libre. Los motores de pistón libre trabajan con helio y no producen fricción durante la operación, lo que reduce el mantenimiento que se les debe realizar.

Características de los Discos de Stirling:

- Menores pérdidas de calor
- Son modulares.
- Poseen baja capacidad de generación (5–50 kW).
- Son apropiados para generación distribuida.
- Son capaces de alcanzar la mayor eficiencia dentro de todas las tecnologías CSP.
- El sistema de refrigeración es con aire, por lo que no necesitan grandes sistemas de refrigeración y se pueden instalar en regiones con escasas de agua.

Como desventaja presentan que el Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE) de los discos Stirling es más alto que el de otras tecnologías CSP. Otra desventaja de esta tecnología respecto a otras tecnologías CSP es que no cuentan con capacidad de almacenamiento.



Figura 5. Planta Solar Maricopa. Peoria, Arizona, Estados Unidos. Fuente: Power Technology

MEDIO DE TRANSFERENCIA DE CALOR

Como se ha mencionado al describir cada una de las tecnologías, cada planta de CSP cuenta con un medio de transferencia de calor (HTF, *Heat Transfer Fluid*), el cual es el encargado de absorber la energía térmica del sol y transportarla al bloque de potencia o de almacenamiento para su posterior uso. Este HTF debe ser estable y no debe provocar ningún tipo de corrosión dentro del sistema. Hoy en día, los fluidos más utilizados en las plantas operativas son agua/vapor, aceites sintéticos o sales fundidas.

En la Tabla 1 puede observarse un resumen de las distintas tecnologías. En la actualidad sólo se usan agua/vapor y sales fundidas para torres solares y en el caso de colectores parabólicos se suele utilizar también aceites sintéticos. El aceite tiene una estabilidad térmica limitada, por lo que el rango de temperatura es menor y el circuito tiene que estar presurizado lo que se traduce en un aumento de costos.

HTF	Transferencia de Calor	Costos	Riesgos Medio-ambientales	Almacenamiento
Aire	Mala	Bajos	No	No
Agua/Vapor	Buena	Bajos	No	No
Aceite Sintético	Buena	Bajos	Potenciales	No
Sal Fundida	Buena	Medios	No	Sí
Metales Líquidos	Excelente	Altos	Potenciales	Sí
Partículas Sólidas	Buena	Bajos	No	No

Tabla 1. Comparación entre distintos fluidos de transferencia de calor (HTF)

SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Muchas de las plantas CSP tienen cierta disponibilidad para almacenar energía en forma de calor por períodos cortos de tiempo y de esta forma suavizar las intermitencias en la generación, problema que poseen otras tecnologías de energías renovables, como la energía eólica o solar fotovoltaica.

Es así, que la energía térmica recolectada es almacenada para disponer de ella cuando sea necesario generar energía eléctrica independientemente de la variabilidad del recurso solar.

La mayoría de las centrales CSP en operación comercial cuentan con un sistema de almacenamiento térmico, por lo que son parte fundamental del diseño de este tipo de centrales. El sistema más difundido actualmente es el sistema con sales fundidas dada la experiencia desarrollada trabajando con ellas, las altas temperaturas que se pueden alcanzar y su capacidad de almacenamiento prolongada. Además, si las sales fundidas también cumplen el rol de HTF, entonces el sistema está directamente integrado (transporte y almacenamiento). En el caso de otros medios, se usa un ciclo con sistema de almacenamiento externo.

En la Tabla 2 pueden observarse las diferencias entre las distintas tecnologías con las principales variables que se deben tener en cuenta a la hora de seleccionar una tecnología con el objetivo de almacenar energía térmica.

Parámetro	Sales Fundidas	Tanques Ruth	Cerámica tipo Panal de abejas
Horas de almacenamiento	5 h – 16 h	0,5 h – 1 h	1,5 h – 4h
Capacidad de almacenamiento	Alta	Baja	Media
Rango térmico	Hasta 550°C	Hasta 285°C	Hasta 680°C
Trayectoria	Muy Amplia	Amplia	Poca
Puntos calve	Único sistema de almacenamiento a largo plazo disponible	Único método de almacenamiento directo para generación directa de vapor	Aplicable para la integración directa en sistemas de aire e integración directa con intercambiadores de calor
	Extensa trayectoria y experiencia operativa	Solución de almacenamiento de corto plazo	
	Los cimientos son una parte clave	Alta modularidad	El calor se almacena en material sólido
	Alta disponibilidad		O&M bajo
	También pueden utilizarse como HTF (sistema integrado)		
	O&M medio		

Tabla 2. Comparación de tecnologías de almacenamiento térmico

COSTOS

Según HeliosCSP, los últimos 16 proyectos en donde se ha invertido desde 2016 muestran que el CAPEX (*Capital Expenditures*) para proyectos que abarcan entre 6 y 16 horas de almacenamiento rondan entre los USD 3.910/kW y USD 6.355/kW lo que demuestra una baja considerable respecto a lo informado por IRENA entre el período 2013-2015, donde las plantas entre 4 y 8 horas de almacenamiento tenían un CAPEX entre USD 6.050/kW a USD 12.600/kW, mientras que para plantas de más de 8 horas de almacenamiento el rango aumentaba de USD 7.300/kW a USD 11.300/kW (Helios CSP, 2019)

PROYECTO	PAÍS	USD/KW	CAPEX (Y)	CAPEX (\$M)	SIZE	TES (h)	TIPO
Qinghai Gonghe	China	3.910	1.222	196	50	6	TORRE
Golden (Three Gorges)	China	4.000	2.500	400	100	8	TORRE
Yumen Town East	China	4.304	1.345	215	50	9	CP
Aurora	Australia	4.333		650	150	8	TORRE
Urat Middel Banner	China	4.480	2.800	448	100	10	CP
Zhongyang Zhanjiakou	China	4.500	1.800	288	64	16	CP
Shouhang Dunhuang	China	4.864	3.040	486	100	11	TORRE
Hami	China	5.056	1.580	253	50	8	TORRE
Dacheng Dunhuang	China	5.376	1.680	269	50	13	FRESNEL
DEWA Phase IV	UAE	6.000		3.870	700	11 (CP) - 15 (T)	CP (600) - TORRE (100)
Yumen	China	5.728	1.790	286	50	9	TORRE
Huaqiang Zhaoyang Zha	China	5.760	1.800	288	50	14	FRESNEL
Tamarugal	Chile	6.000		2.700	450	13	TORRE
Likana	Chile	6.154		2.400	390	13	TORRE
CGN Delinga	China	6.202	1.938	310	50	9	CP
Gansu Akesai	China	6.355	1.986	318	50	15	CP
Total	16	5.189		836	153	11	

Tabla 3. Comparación entre los distintos Sistemas de Almacenamiento. Fuente: HeliosCSP

En cuanto a los costos operativos (OPEX) no hay mucha información disponible de dominio público, sin embargo las plantas construidas entre 1982 y 1990 estimaban un costo de 0,04 USD/KWh. Uno de los mayores costos era el reemplazo de espejos rotos, hoy en día la tecnología ha mejorado este aspecto pero resulta igualmente una componente importante. Otros costos son la limpieza de los espejos, el agua y el seguro de la planta que ronda entre 0,5% y el 1% del CAPEX inicial. Los proyectos actuales y la automatización han reducido los costos hasta un 30%. Para PTC se estiman costos de 0,015 USD/KWh en Estados Unidos, compuestos por costos fijos de 70 USD/KW/año y 0,003 USD/KW/año. Para Torres Solares, estos costos se estiman en 65 USD/KW/año, pero no tiene en cuenta el valor del seguro de la planta. Teniendo en cuenta estos puntos, se puede considerar un OPEX de 0,02 – 0,04 USD/KWh pero estos varían considerablemente en función del tamaño de la planta.

Por otro lado, se presenta en la Tabla 3 que en el período 2017-2018 la tecnología CSP fue la que presentó la mayor caída de costo de electricidad dentro de las energías renovables con un 26% de disminución aunque sigue manteniendo los costos más altos (IRENA, 2019).

	LCOE global	Costos de Electricidad: percentiles 5to a 95to	Cambio en LCOE 2017-2018
	USD/kWh	USD/kWh	
Bioenergías	0,062	0,048 - 0,243	-14%
Geotermia	0,072	0,060 - 0,143	-1%
Hidro	0,047	0,030 - 0,136	-11%
Solar Fotovoltaica	0,085	0,058 - 0,219	-13%
Solar Concentrada	0,185	0,109 - 0,272	-26%
Eólica offshore	0,127	0,102 - 0,198	-1%
Eólica onshore	0,056	0,044 - 0,100	-13%

Tabla 4. Comparación de costos de electricidad. Fuente: IRENA

De todos modos, en la Figura 6 perteneciente al mismo informe de IRENA puede observarse que a pesar de ello, la CSP ya ha dado señal de que es capaz de competir con las demás tecnologías

renovables, e incluso con la generación de origen fósil. Mientras que en la Figura 7 se presenta la evolución de esta tecnología respecto a CAPEX, Factor de Capacidad y LCOE donde se evidencia el desarrollo de la CSP dado que los costos disminuyen mientras que el factor de capacidad aumenta, lo que deriva en un lógico descenso del LCOE (IRENA, 2019)

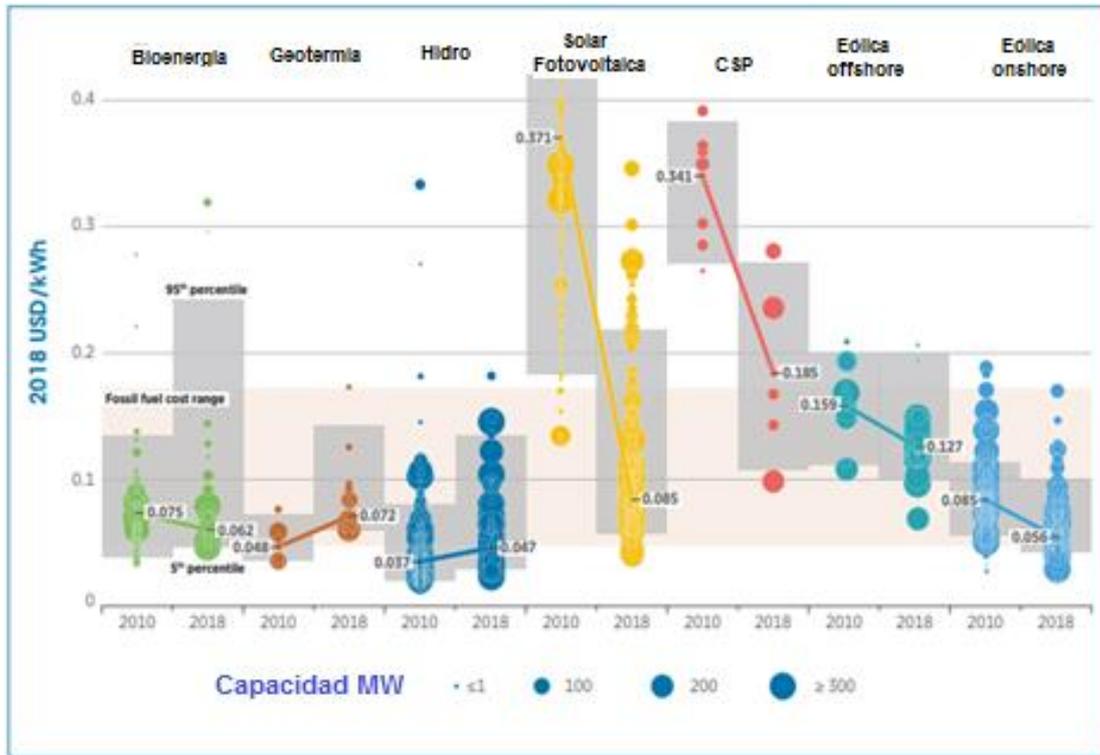


Figura 6. LCOE global de tecnologías de generación de energía renovables a gran escala 2010-2018. Fuente: IRENA

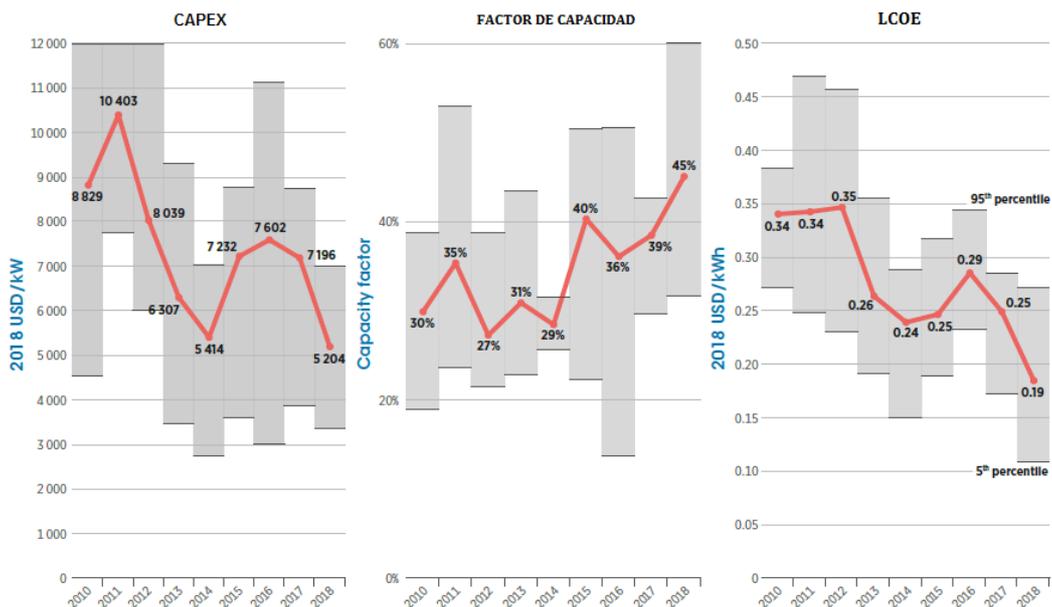


Figura 7. Comparación del CAPEX, Factor de Capacidad y LCOE de la tecnología CSP. Fuente: IRENA

CSP A NIVEL MUNDIAL

Si analizamos el mix energético de energías renovables alrededor del mundo, las tecnologías CSP sólo representan el 0,23% de la capacidad instalada con 5.469 MW, siendo la tercera tecnología con menor capacidad instalada según datos de IRENA (IRENA, 2019).

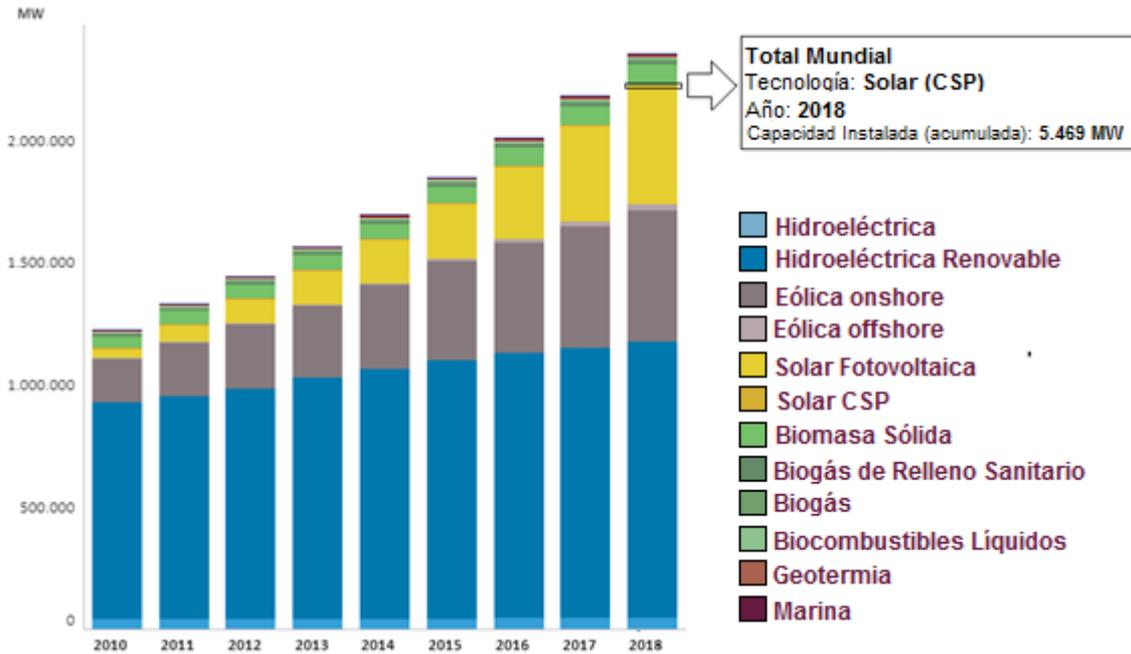


Figura 8. Tendencia en Energías Renovables. 2010-2018. Fuente: IRENA

En la Figura 9 se muestra que la tecnología dominante de CSP es la de cilindro parabólico (PTC) con aproximadamente el 83% de la capacidad instalada aunque se observa una tendencia creciente de proyectos de torre solares alcanzando alrededor del 35% del total una vez finalizadas las plantas proyectadas. Si bien los datos son de 2017, podría decirse que esta tendencia se mantiene (Project Tracker Overview, 2017).

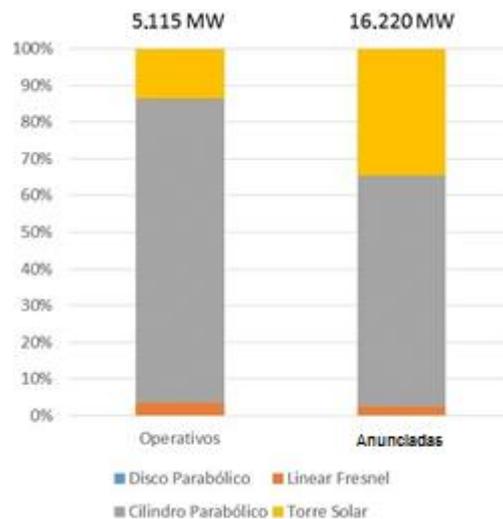


Figura 9. Participación de tecnologías CSP operativas y anunciadas en 2017. Fuente: Project Tracker Overview

Si bien los países que más han incluido esta tecnología dentro de su matriz energética en cuanto a capacidad instalada se refiere son España y Estados Unidos, se observa un rápido crecimiento en otros países, principalmente por la incursión de China junto con países de África y Medio Oriente, donde las condiciones de DNI son propicias para el desarrollo de estas tecnologías.

En la Figura 10 se observa la evolución de la capacidad instalada de CSP, junto con la Tabla 5, donde se muestra el detalle y la adición de capacidad instalada durante 2018. Nótese que a pesar de que España y Estados Unidos son los países dominantes, su capacidad instalada se ha mantenido constante desde 2014 (REN21, 2019).

Por otro lado, en la Figura 11 se presenta un mapa de DNI desarrollado por SolarGIS, donde es posible diferenciar las áreas con mayor recurso solar que permite desarrollar plantas de CSP (SolarGIS, 2019).

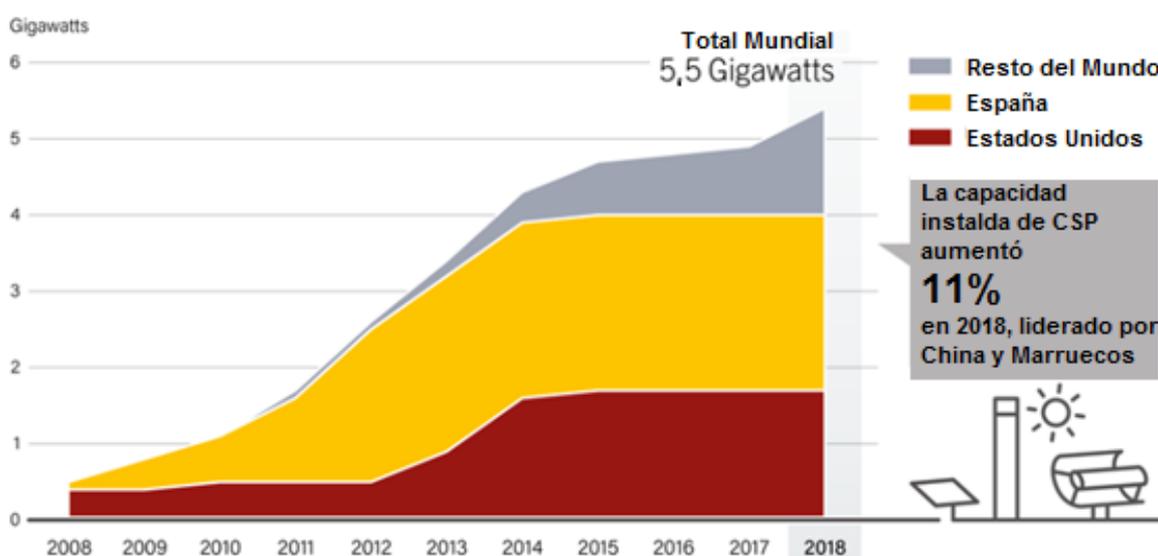


Figura 10. . Capacidad instalada mundial de CSP. Fuente: REN21

País	Total final-2017	Adicionada 2018	Total final-2018
		MW	
España	2.304	-	2.304
Estados Unidos	1.738	-	1.738
Sudáfrica	300	100	400
Marruecos	166	200	366
India	225	-	225
China	20	200	220
Emiratos Árabes Unidos	100	-	100
Arabia Saudita	-	50	50
Argelia	20	-	20
Egipto	20	-	20
Iran	17	-	17
Total Mundial	4.910	550	5.460

Tabla 5. Capacidad instalada mundial e incorporaciones en 2018 de CSP. Fuente: REN21

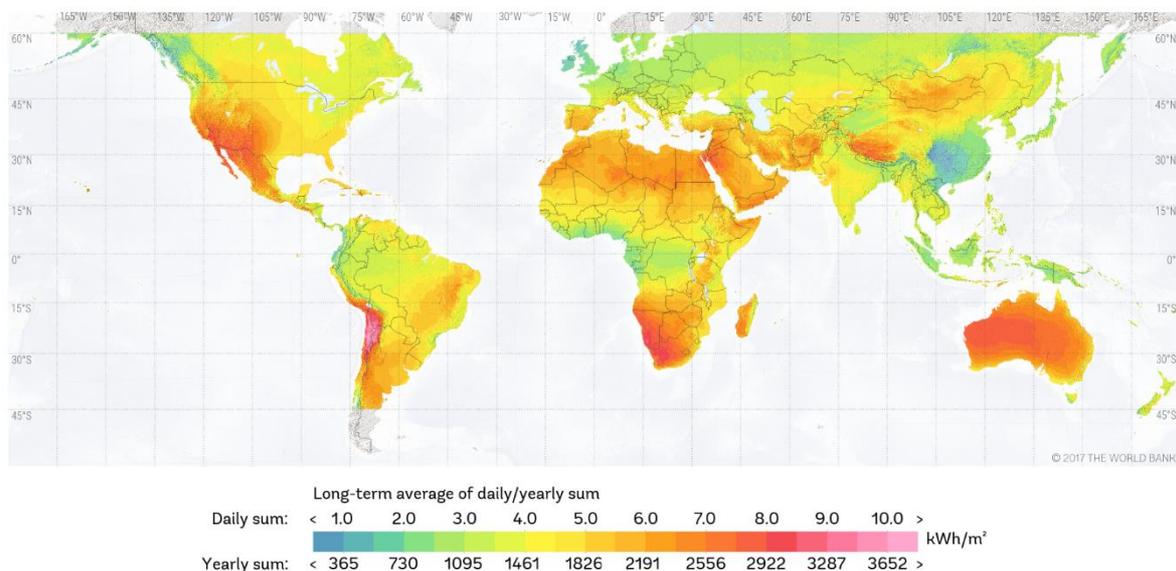


Figura 11. Mapa de Irradiancia Normal Directa (DNI) mundial. Fuente: SolarGis

CSP EN ARGENTINA

Algunos estudios referidos a CSP han sido realizados en el noroeste del país. El Instituto de Investigaciones de Energía No Convencional (INENCO) de la Universidad Nacional de Salta realizó un prototipo de planta de energía solar concentrada utilizando la tecnología de tipo Linear Fresnel, con sistema de almacenamiento. Este se encuentra en la localidad de San Carlos, alcanzando temperaturas de hasta 300°C (INENCO, 2019).

Por otro lado, en la actualidad, se está evaluando la construcción de una planta CSP de 10 MW con torre central contigua a los Parques Solar Fotovoltaicos Cauchari I, Cauchari II y Cauchari III (adjudicados en el Programa RenovAr), propiedad de JEMSE (Jujuy Energía y Minería Sociedad del Estado), en la provincia de Jujuy. El proyecto se encuentra en plena etapa de desarrollo, en el cual participan JEMSE y la empresa INVAP Sociedad del Estado.

Referencias

- Helios CSP. (01 de agosto de 2019). *Helios CSP*. Obtenido de Helios CSP: <http://helioscsp.com/concentrated-solar-power-capex-costs-fall-by-almost-half/>
- INENCO. (9 de agosto de 2019). *Instituto de Investigación de Energías No Convencionales*. Obtenido de INENCO: <http://inenco.unsa.edu.ar/el-mayor-galardon-para-investigadores-del-inenco-generar-vapor-y-electricidad-con-energia-solar>
- IRENA. (01 de junio de 2012). *IRENA*. Obtenido de RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES: https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-csp.pdf
- IRENA. (- de - de 2019). *IRENA*. Obtenido de RENEWABLE POWER GENERATION COST IN 2018: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Renewable-Power-Generations-Costs-in-2018.pdf
- IRENA. (09 de agosto de 2019). *IRENA*. Obtenido de IRENA: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>
- Project Tracker Overview. (23 de febrero de 2017). *Project Tracker Overview - CSP Today*. Obtenido de Project Tracker Overview - CSP Today: <http://tracker.newenergyupdate.com/tracker/projects/table?>
- REN21. (9 de agosto de 2019). *REN21 Renewables 2019 Global Status Report*. Obtenido de REN21 Renewables 2019 Global Status Report: https://www.ren21.net/gsr-2019/chapters/chapter_03/chapter_03/#sub_6
- SolarGIS. (9 de agosto de 2019). *SolarGIS*. Obtenido de SolarGIS: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>