

CONEM 2016
CONGRESSO NACIONAL DE
ENGENHARIA MECÂNICA

21-25
AGOSTO DE 2016
FORTALEZA - CEARÁ

DESEMPEÑO DE LA TECNOLOGÍA CILINDRO PARABÓLICO CON DIFERENTES FLUIDOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR, Y ALMACENAMIENTO TÉRMICO EN LA CIUDAD DE BELO HORIZONTE - BRASIL

Víctor Andrés Patiño Mantilla, victor_pama@hotmail.com

Diego Luís Izidoro Silva, diegolisilva@live.com

Osvaldo José Venturini, osvaldo@unifei.edu.br

José Carlos Escobar Palacio, jocesobar@unifei.edu.br

Universidade Federal de Itajubá, Avenicda BPS, 1303, Pinheirinho, Itajubá-Minas Gerais, Brasil

Resumen: La generación de energía eléctrica por medio de combustibles fósiles es una actividad importante en la generación de gases de efecto invernadero tales como CO_2 , CH_4 , N_2O en el mundo. En cuanto la población aumenta, es notable que el uso inadecuado de los recursos del planeta también. Si la electricidad fuese generada por centrales que utilicen energías renovables como fuente de combustible ayudaría a mitigar tales efectos ocasionados en el medio ambiente. Una de ellas, se ha desarrollado positivamente en los últimos años y se puede posicionar en un futuro como una grande generadora de energía eléctrica, es la tecnología con concentración de Energía Solar Térmica o Concentrated Solar Power (CSP). La tecnología CSP hace uso de la radiación directa del sol que incide en la tierra. Por lo tanto, cuando los colectores se encuentran mal posicionados, no concentran la radiación solar en el receptor. Y así la importancia de evaluar su potencial, en los diferentes locales que son caracterizados con buen potencial de radiación directa. Según el informe de la situación mundial del 2015 de la Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), los indicadores de energía renovables del 2014 mostraron un aumento del 27% en la generación con centrales CSP siendo de 4,4 GW, referente al año 2013 donde la generación fue de 3,4 GW. Los países líderes en el uso de CSP, son España, Estados Unidos, India, Marruecos y África del Sur, generan energía eléctrica y calor, y son el ejemplo que la tecnología CSP funciona y muestra gran potencial. En el presente trabajo fue evaluado el desempeño de la tecnología con captador cilindro parabólico, trabajando con diferentes fluidos de transferencia de calor, y utilizando almacenamiento térmico para mantener el sistema en ausencia de radiación directa. El análisis, fue desarrollado modelando el sistema y comparando diferentes escenarios en el programa System Advisor Model (SAM), el cual posee un algoritmo que permite simular parámetros técnicos y económicos para facilitar la toma de decisiones a los envueltos en la industria de energía renovables. El análisis fue realizado para la localidad de Pampulha en la ciudad Belo Horizonte – Brasil con los datos de radiación solar de la base de datos de la entidad Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA) que utiliza el SAM.

Palabras Claves: Energía Solar Térmica, Concentrador cilindro parabólico, Fluidos de transferencia de calor, Almacenamiento de energía térmica.

1. INTRODUCCIÓN

Según el más reciente reporte de las principales estadísticas de la energía en el mundo publicado por la Agencia Internacional de Energías (IEA, 2015), Brasil importó 40TWh y produjo 570TWh de electricidad en el 2013, siendo el 2,4% de electricidad producida en el mundo, de la cual el mayor porcentaje es producto de generación en centrales hidroeléctricas según el ministerio de minas y energías (MME, 2008). La empresa de investigaciones energéticas en su plan nacional de energía busca por diversificar la matriz energética y así involucrar en mayor porcentaje a otras fuentes no renovables de energía para no depender en mayor parte de los recursos hídricos en caso de futuros eventos climáticos que puedan ocurrir por fenómenos imprevistos (Epe 2007).

A finales de 2015 se produjo alrededor de 5 GW en plantas con tecnologías de concentración solar térmica en el mundo, de los cuales en Brasil no se generó ningún porcentaje. La energía solar térmica puede ser concentrada a temperaturas desde los 200°C ultrapasando los 1000°C (PETERSEIM, 2013).

En este artículo serán abordadas dos configuraciones de tecnologías de concentración solar térmica, con la finalidad de explorar el potencial de la energía solar térmica en Brasil. Para apoyar investigaciones y así contribuir a futuras investigaciones de ciencia y tecnología. El Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación junto con el Ministerio de Minas y Energía, se unieron para la creación de una planta con concentrador solar cilíndrico parabólico con capacidad instalada de 1MW en la ciudad Petrolina en el estado de Pernambuco, la cual se espera su conclusión a finales de 2016, y será la primera planta de tal porte en Brasil. Además de ella, se está proyectando una planta comercial con tecnología de concentración de Torre Solar la cual se espera producir 3MW en el estado Rio Grande do Norte. Esas serían las plantas más grandes instaladas en Brasil, sin embargo ya se encuentran proyectos prototipos usados para investigación y desarrollo de la tecnología, como el laboratorio de energía Heliotérmica de la Universidade Federal de Itajubá el cual alberga 2KW con tecnología Dish-Stirling y 6KW con concentradores cilíndricos parabólicos unidos a un Ciclo Orgánico de Rankine (ORC).

La tecnología CSP, trabaja con un fluido de transferencia de calor que capta la energía que es concentrada por espejos, el cual se encuentra dentro de un área receptora que puede ser un punto o línea. Por la que posteriormente es bombeado a grandes temperaturas para ser aprovechado directamente en una turbina o pasa por etapas como intercambiadores de calor y almacenamiento. El objetivo del presente estudio es evaluar por medio de simulaciones de diversos escenarios, el desempeño de la tecnología de concentración con cilindro parabólico con diferentes fluidos de transferencia de calor con propiedades térmicas que permitan temperaturas altas para cilindro parabólico, como; Hitec Solar Salt, Hitec XL, las cuales trabajan a diferentes rangos de temperaturas y por la tanto presentan rendimientos diferentes. Será evaluado el sistema con almacenamiento de energía térmica, para conseguir mejores resultados, tanto técnicos como económicos, la potencia de la generada comparada en este estudio es de 100MW.

2. TECNOLOGÍAS CON CONCENTRACIÓN DE ENERGÍA SOLAR

De las tecnologías que utilizan la concentración de la energía solar como fuente de energía actualmente en el mundo, las más usadas por su madurez y eficiencia son los concentradores cilindro parabólicos y las torres central con Heliostatos, sin embargo las tecnologías Fresnel Lineal y concentradores disco parabólicos con motor Stirling están siendo referencia de análisis con algunas plantas que fueron instaladas. A continuación serán descritos los parámetros más importantes de cada una de las tecnologías mencionadas anteriormente.

2.1. Fresnel Lineal

La tecnología Fresnel Lineal ocurre en un eje y esto permite más simplicidad en la concentración de energía, ya que ocupa solo 1 eje de movimiento para realizar el seguimiento del sol. Fresnel Lineal está siendo aprovechada para sobrecalentar vapor cerca de los 500°C para la operación de Ciclo térmicos (se destaca ciclo Rankine). Lo anterior no quiere decir que sistemas con seguimiento de dos ejes son descartados, al contrario, podemos encontrar aplicaciones con seguimiento solar en 2 ejes, lo que aumenta el costo de producción de energía. En la Figura 1 se pueden observar los equipos que conforman la tecnología Fresnel Lineal.

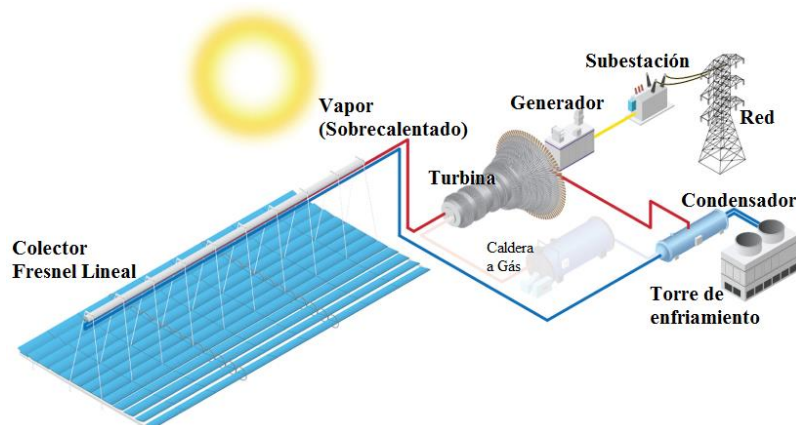


Figura 1. Esquema de los elementos de una planta con tecnología Fresnel Lineal conectado a la red. (Dawn 2016)

En el mundo se encuentran en operación, construcción y planificadas 23 plantas con Fresnel Lineal, se destaca de ellas Solar Dawn, construida en Australia en un área de 450 hectáreas, generando 250MW de potencia, utilizada para generar electricidad. (CSPWorld 2015).

2.2. Discos parabólicos con motor Stirling

Los concentradores en forma de disco parabólicos, utilizan materiales que reflejan la energía del sol, la cual es concentrada en el centro o punto focal donde se encuentra ubicado el receptor y un motor Stirling realiza la conversión

de la energía almacenada en forma de calor a altas temperaturas, que es concentrada en un fluido de transferencia de calor. Esta tecnología todavía no es muy utilizada, debido a los elevados costos de sus materiales y por consecuencia hace que el kWh sea costoso. En Grecia se construirá la planta más grande con Discos parabólicos y se proyecta con una potencia de 75MW (CSPWorld 2015), llamada Maximus Dish Project. A continuación en la Fig. 2, un esquema básico de algunos elementos de la tecnología. Actualmente en el mundo solo una planta se encuentra en China, la cual genera 1MW, se espera la construcción de otras 6.

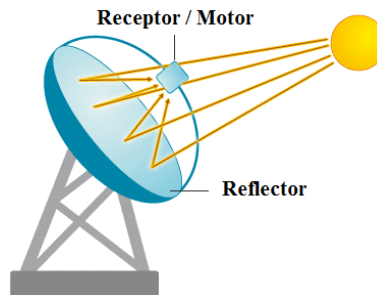


Figura 2. Diseño básico de un Dish-Stirling.

2.3. Torre Solar con Heliostatos

La principal característica de esta tecnología es la presencia de una gran torre ubicada en el centro de la planta, Heliostatos son colocados alrededor de ella para concentrar la energía solar en el receptor localizado en lo alto de la torre. El sistema de receptor permite captar la radiación reflejada por los Heliostatos y la convierte en calor, el cual es conducido mediante un fluido térmico hacia el generador de vapor que se encuentra en la base de la torre. El fluido es circulado por medio de bombas en el área central de la planta. Comparado con las tecnologías de cilindro parabólico y Fresnel Lineal, no hay tuberías en el campo solar, lo cual hace un diseño más compacto del sistema térmico de la torre central. La Figura 3, representa los elementos más importantes de un sistema de torre central con Heliostatos. Actualmente en el mundo encontramos 54 proyectos de torre solar, de los cuales la mayoría de la energía generada es comercial. (CSPWorld 2015)

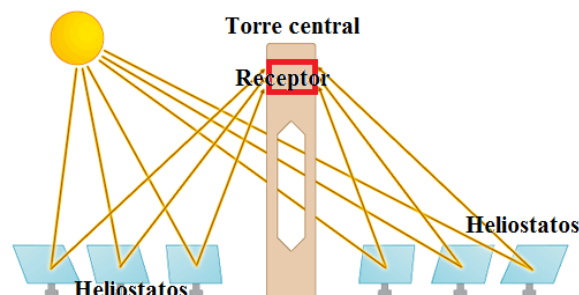


Figura 3. Algunos componentes de un sistema de Torre central con Heliostatos.

2.4. Concentrador Solar cilíndrico parabólico

Los concentradores cilíndricos parabólicos son tecnologías que concentran la radiación de los rayos solares en un receptor, la cual es convertida en energía térmica. Por el receptor transita un fluido, conocido como fluido de transferencia de calor. Esta clase de concentrador es normalmente anclado en sistemas de seguimiento solar de un eje, para garantizar los rayos del sol paralelos a este eje. Dos aplicaciones de los concentradores cilindro parabólicos se destacan en el mundo. La primera y más importante, es utilizarlos en plantas de concentración de energía solar térmica, actualmente esta tecnología ha sido muy investigada y es la más utilizada de las tecnologías CSP con rangos de temperatura de inferiores de 300°C y superior a los 500°C (Jaramillo et al. 2013). Las plantas CSP con concentradores cilíndricos parabólicos están conectadas directa o indirectamente a ciclos de termodinámicos con vapor. El segundo grupo de aplicaciones se caracteriza por suministrar energía térmica en aplicaciones que requieren menores temperaturas alrededor de los 80°C hasta los 250°C, es utilizado en procesos industriales, tales como refrigeración, pasteurización, secado, refrigeración, etc. (Fernández García et al. 2010)

En el mundo actualmente podemos encontrar más de 130 proyectos con concentradores cilíndricos parabólicos, lo cual hace a esta tecnología la más utilizada en las plantas CSP. Esto es debido a que fue una de las primeras tecnologías a la cual se le invirtieron recursos hace más de 30 años, y esto permitió un continuo desarrollo e investigaciones en los materiales que la componen, para volverla una de las más viables económicamente. Actualmente se construye en Chile la planta CSP más grande del mundo con 400MW con esta tecnología de concentración. (CSPWorld 2015)

Podemos observar en la Fig. 4, un esquema de sistemas de concentración cilíndrico parabólico.

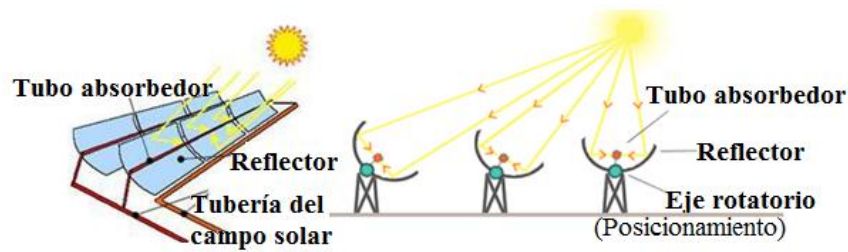


Figura 4. Esquema de un concentrador cilindro parabólico.

Uno de los factores más importantes de las plantas con concentradores cilíndricos parabólicos, radica en el área donde es construida, ya que dichos espejos ocupan grandes distancias para conseguir aprovechar la energía del sol. El principal factor de eficiencia de las tecnologías CSP, es debido al área, ya que en áreas más grandes podemos concentrar mayor cantidad de energía solar. Otra característica del área para conseguir mejores eficiencias, es buscar lugares con las mejores estadísticas de radiación solar directa o DNI (Normal direct Irradiance), esta componente de la irradiancia solar es la única que podemos aprovechar en las plantas CSP.

3. MATERIALES

Como herramienta de trabajo se utilizó el software SAM (System Advisor Model), que fue desarrollado por National Renewable Energy Laboratory (NREL) en colaboración con Sandia National Laboratories. La herramienta cuenta con modelos técnicos y financieros que facilita la toma de decisiones en proyectos con energías renovables. La Figura 5 muestra la interacción del usuario con SAM. (NREL 2015a)

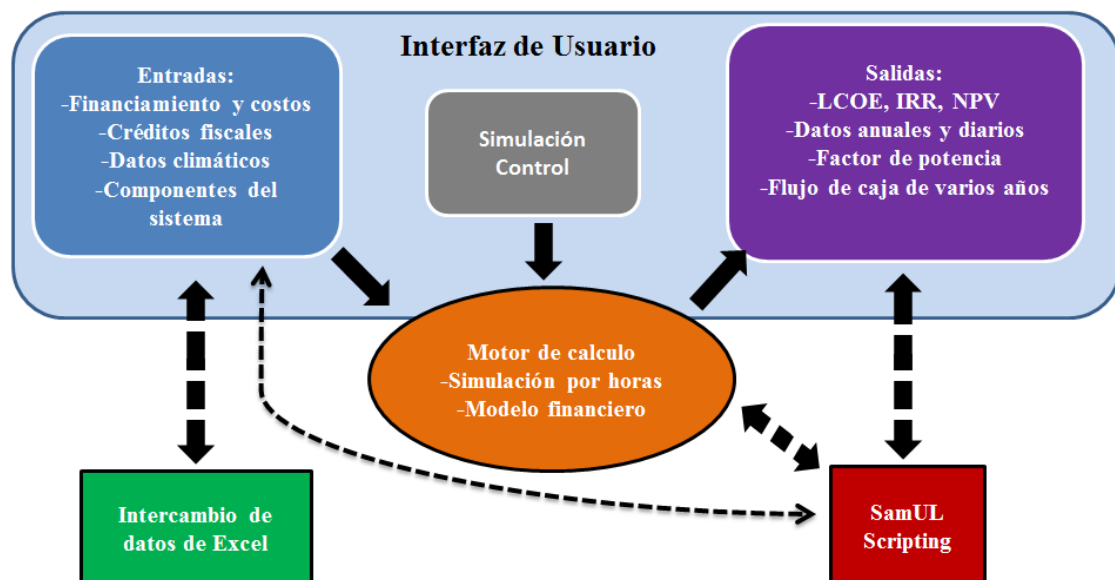


Figura 5. Interfaz de usuario, SAM. Adaptado de:(NREL 2015a)

4. FACTORES IMPORTANTES EN EL DIMENSIONAMIENTO DEL CAMPO SOLAR (CONCENTRADOR CILÍNDRICO PARABÓLICO)

El dimensionamiento del campo solar con colectores cilindro-parabólicos en SAM, consiste en optimizar el apertura de campo en un lugar determinado. En general, al aumentar el área del campo solar aumenta la producción eléctrica del sistema, reduciendo de este modo el LCOE (Levelized Costs of Energy) del proyecto. Sin embargo durante las horas que el recurso solar sea muy bueno, un campo solar sobredimensionado producirá más energía térmica que la necesaria en las condiciones de diseño del bloque de potencia y de los otros componentes del sistema. También, cuando el tamaño del campo solar aumenta más allá de cierto punto, los elevados costes de instalación y funcionamiento son mayores que el beneficio de la energía producida en la salida. Es por esto que dos puntos de diseño se destacan en el diseño de una planta CSP, a continuación serán descritos. (NREL 2015a)

4.1. Múltiplo Solar

El múltiplo solar hace posible la representación de la superficie de apertura de campo solar como un múltiplo de la capacidad nominal bloque de potencia. Un múltiplo solar de un ($MS = 1$) representa el área de apertura del campo solar

que, cuando se expone a la radiación solar igual al valor de la irradiación de diseño, genera la cantidad de energía térmica necesaria para operar el bloque de potencia a su capacidad nominal, que representa las pérdidas térmicas y ópticas. (NREL 2015a)

Es necesario tener en cuenta que cuando nos referimos a un área óptima para el campo solar, estamos buscando:

- Maximizar la cantidad de tiempo en un año en que el campo genere suficiente energía térmica para operar el bloque de potencia a su capacidad nominal.
- Reducir al mínimo los costes de instalación y de funcionamiento.
- Usar equipos de almacenamiento térmico e hibridación con sistemas a base de combustibles fósiles de respaldo eficiente y rentable.

El coste normalizado de la energía (LCOE) es una métrica útil para optimizar el tamaño del campo solar, ya que incluye la cantidad de electricidad generada por el sistema, los costes de instalación del proyecto, y el costo de operación y mantenimiento del sistema a lo largo de su vida. Optimizar el campo solar consiste en encontrar el área de apertura de campo solar que da como resultado el LCOE más bajo. Para sistemas con sistemas de almacenamiento de energía térmica, la optimización consiste en encontrar la combinación de zona de campo y la capacidad de almacenamiento que se traduce en la LCOE más bajo.

4.2. Irradiancia solar directa del proyecto (DNI).

La irradiancia solar directa del proyecto o *Direct Normal Irradiance*, es la irradiancia estimada para definir el área de apertura de los concentradores que van a generar energía para el ciclo de potencia. Para escoger el valor de la irradiancia solar directa del proyecto es recomendable tener en cuenta el valor de la DNI del lugar donde será ejecutado el proyecto, SAM calcula la media de las radiaciones máximas diarias, lo cual es un punto de referencia para escoger la radiación del proyecto. Otros autores utilizan diferentes métodos para calcular la radiación del proyecto, depende del lugar y las condiciones climáticas que se analizan. En este trabajo el valor de la radiación solar del proyecto fue adoptado por la media que SAM calcula, siendo $698,677\text{W/m}^2$. En la Figura 6, tenemos el valor de DNI de SAM.

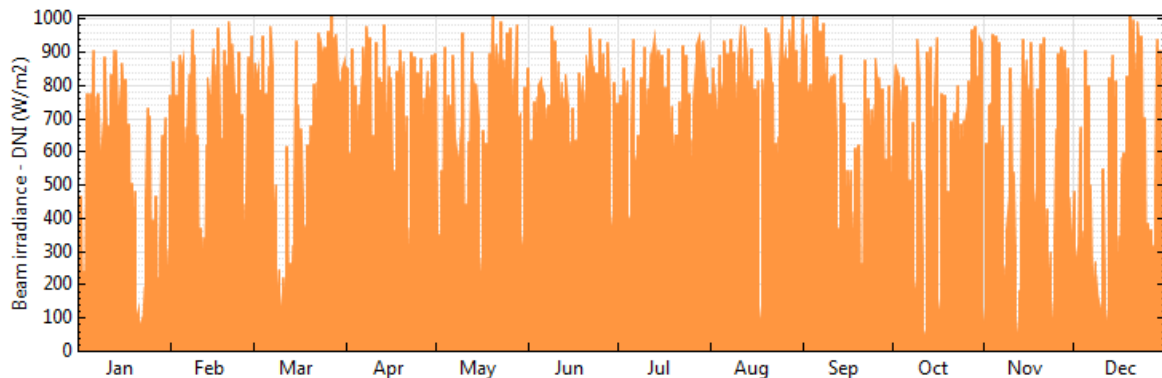


Figura 6. DNI (W/m²) en los 12 meses del año calculados por SAM para Belo Horizonte.

5. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Incorporar sistemas de almacenamiento térmico a las plantas CSP, permite la producción de electricidad cuando ocurre disminución o ausencia de radiación solar, y garantiza un mejor funcionamiento del fluido de trabajo del campo solar. Esto permite alargar las horas de funcionamiento de estas plantas y así no se depende totalmente de condiciones climáticas como viento, nubes o baja radiación solar. Estos sistemas de almacenamiento están siendo investigados para encontrar los materiales más eficientes y con menores costos, entre ellos diferentes estudios desarrollan modelos para utilizar camadas de rocas para almacenar calor, según estudios las temperaturas almacenadas pueden alcanzar los 700°C (Anderson et al. 2015). El reto de la aplicación de esta tecnología radica en encontrar el coeficiente de transferencia de calor entre sólidos y fluidos, ya que hay numerosas ecuaciones empíricas para esto. Este sistema es conocido como Lecho empaquetado o en inglés *Packed Bed*, y en los modelos desarrollados alcanza suficiente conservación de energía, sin embargo los resultados no presentan todavía viabilidad para poder integrarse a plantas CSP. (Heller and Gauché 2013)

El anterior sistema de camadas de rocas se encuentra en investigación, y en las actuales plantas CSP alrededor del mundo, las sales fundidas y aceites sintéticos toman liderazgo en almacenamiento por su bajo costo y simplicidad en el diseño. Estas sales son utilizadas en diferentes configuraciones en las plantas CSP como podemos ver en la Tab. 2, y también fue validada para procesos de desalinización (Gude 2015)

Tabla 1. Opciones técnicas para cada una de las tecnologías de la familia CSP. Adaptado de: (EASAC 2011)

Tecnología CSP	Opciones técnicas
Cilindro Parabólico	PT-oil: Aceites como HTF y almacenamiento con sales fundidas
	PT-SHS: Vapor sobrecalentado como HTF
	PT-MS: Sales fundidas como HTF y almacenamiento
Fresnel Lineal	Fresnel SaS: Vapor saturado como HTF
	Fresnel SHS: Vapor sobrecalentado como HTF
Torre Central	T-SaS: Vapor saturado como HTF
	T-SHS: Vapor sobrecalentado como HTF
	T-MS: Sales fundidas como HTF y almacenamiento
	T-AR: Aire a presión ambiente como HTF y ciclo Rankine
	T-GT: Aire presurizado como HTF y ciclo Brayton
	T-SC: Ciclo supercrítico
	T-CC: Aire presurizado como HTF y ciclo combinado
Discos Parabólicos	DS: Ciclo Stirling

Los compuestos de sales fundidas descritos en la Tab.3, son los utilizados comúnmente para almacenamiento térmico, sin embargo actualmente encontramos más opciones de compuestos como Hitec, Therminol VP-1, Caloria, Therminol DownthermQ, DOWnthermRP, Therminol 59, Therminol 66. El compuesto Therminol VP-1 era el más usado en plantas CSP antes de que se comenzara a implementar Hitec, Hitec XL y Sal Solar, que mostraron mejores características y precios más reducidos, como podemos observar en la Tab. 3.

Tabla 2. Propiedades y costos para tres tipos diferentes de sales fundidos y Therminol VP-1. (Liu et al. 2016)

Sal	Composición (wt%)	Punto de Fusión (°C)	Tem. Max. De operación (°C)	Costo (USD\$/kg)	Costo (USD\$/kW h)	Proveedor
Sal Solar	60% NaNO ₃ , 40% NO ₃	220	585	0.49	5,8 (ΔT=200 K)	Chilean Nitrate or Coastal Chemical
Hitec XL	7% NaNO ₃ , 45% KNO ₃ , 48% Ca(NO ₃) ₂	120	480-505	1.43	18,2 (ΔT=200 K)	Coastal Chemical

De las anteriores mencionadas, la sal fundida conocida como HitecXL, compuesta por 48%Ca(NO₃)₂+7%NaNO₃+45%KNO₃, fue evaluada para las condiciones climáticas del desierto de Atacama en Chile, y comparada con otras composiciones fue la que mostró significativamente costos más reducidos para ser integrado con una planta CSP. (Parrado et al. 2016). Como vemos en la tabla anterior, la de menor precio es la Sal Solar o conocida como HitecSolarSalt, sin embargo esto puede variar dependiendo de las condiciones climáticas del lugar y las características de la planta CSP. En la Figura 7, es mostrado un esquema de una planta con concentradores solares cilíndricos parabólicos y la integración de almacenamiento térmico con sales fundidas.

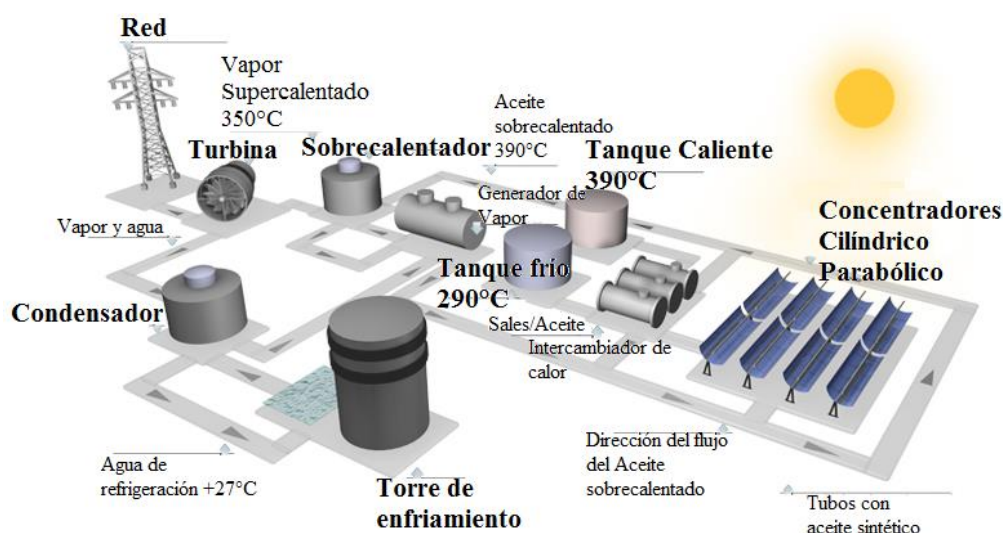


Figura 7. Esquema de una planta con concentradores cilíndricos parabólicos y almacenamiento térmico con tanques de sales fundidos. Adaptado de SQM, 2015.

6. METODOLOGÍA

En el presente artículo es evaluada la tecnología CSP de cilindro parabólico descritas anteriormente, ya que por trabajar a temperaturas medias se podría adaptar a lugares que la radiación solar directa no sea tan estable. En este caso de estudio el local escogido fue Belo Horizonte – Brasil, y se realizaron varias simulaciones hasta conseguir resultados para estudiar el comportamiento de las sales fundidas Hitec Solar Salt y HitecXL mencionadas en la Tab. 3.

Así, fue definida la irradiancia del proyecto basada en los datos climáticos ofrecidos por SAM citada en el inciso 4.2, algunos de esos datos podemos verlos en la Tab. 4 y Tab. 5, estos valores son caracterizados por modelos estocásticos y mediciones de satélites que abordan información desde 1998 hasta 2014.

Tabla 3. Datos de localización del proyecto.

Ciudad	País	Elevación	Latitud	Longitud
Belo Horizonte	Brasil	785 m	-19,85 °N	-43,95 °E

Tabla 4. Datos climatológicos característicos de Belo Horizonte. (NREL 2015b)

Irradiación Global (kWh/m ² /día)	Irradiación Directa(kWh/m ² /día)	Irradiación Difusa(kWh/m ² /día)	Temp. Media (°C)	Vel. Del viento media (m/s)
7,09	5,08	2,01	22,0	1,7

Para los cuatro escenarios analizados en este trabajo fueron definidas las características de las plantas con condiciones similares siendo la potencia útil de 90MWe, las sales fundidas fueron simuladas con los mismos parámetros establecidos para obtener los mejores resultados posibles que son presentados en la Tab. 6.

Se realizaron múltiples simulaciones con distintas configuraciones de plantas, y así se definieron los siguientes escenarios:

- I.** Campo con concentradores cilindro parabólicos con fluido de transferencia de calor: Hitec Solar Salt y sin hacer uso de almacenamiento térmico.
- II.** Campo con concentradores cilindro parabólicos con fluido de transferencia de calor: Hitec Solar Salt y con almacenamiento térmico de 10 horas.
- III.** Campo con concentradores cilindro parabólicos con fluido de transferencia de calor: HitecXL y sin hacer uso de almacenamiento térmico.
- IV.** Campo con concentradores cilindro parabólicos con fluido de transferencia de calor: HitecXL y con almacenamiento térmico de 10 horas.

6.1. Características de diseño de los escenarios propuestos.

A continuación son expuestos los parámetros de diseño de los cuatro escenarios.

Tabla 5. Datos técnicos de las plantas propuestas.

	Escenario	I	II	III	IV
Parámetros del campo Solar	Múltiplo Solar	1	2,8	1	2,8
	Irradiación de proyecto (W/m ²)	698,28	698,28	698,28	698,28
	Área del campo solar (km ²)	1,5	4,18	1,41	3,95
	Numero de colectores por lazo	8	8	8	8
	Numero de lazos	113	314	106	297
	Distancia entre filas (m)	15,24	15,24	15,24	15,24
Fluido de transferencia de calor (HTF)	HTF del campo	Hitec Solar Salt	Hitec Solar Salt	HitecXL	HitecXL
	Temp. de entrada del campo solar (°C)	290	290	290	290
	Temp. de salida del campo solar (°C)	450	450	450	450
	Velocidad min. Del flujo (m/s)	2	2	2	2
	Velocidad max. Del flujo (m/s)	5	5	5	5
	Flujo másico de entrada (kg/s)	1	1	1	1
	Flujo másico de salida (kg/s)	14	14	14	14
Colector	Tipo	SkyFuel SkyTrough (with 80-mm OD receiver) Schott PTR80			
Receptor	Tipo				
Ciclo de potencia	Potencia bruta de la turbina (MWe)	100	100		100
	Perdidas parasitas	10%	10%		10%
	Potencia neta de la turbina (MWe)	90	90	90	90
Almacenamiento Térmico	Fluido de almacenamiento	Hitec Solar Salt	Hitec Solar Salt	HitecXL	HitecXL
	Horas de almacenamiento (h)	0	10	0	10
	Volumen de almacenamiento (m ³)	0	22618	0	21679,4

6.2. Costos y parámetros financieros

En la Tabla 8, podemos ver como se derivan los costos de una planta CSP con concentradores cilindro parabólicos en SAM, estos valores son referencia de una planta instalada en el sudoeste de Arizona en los Estados Unidos, sin embargo estos valores no se aplican para otros lugares del mundo. En el diseño de las plantas de esta simulación se tomaron en cuenta los valores estipulados por el software, los costos están calculados en Dolares. En la Fig. 8 tenemos otra referencia de una planta instalada en Africa del Sur, esta información nos permite observar que el campo solar genera los mayores costos.

En una planta sin almacenamiento térmico este porcentaje aumenta considerablemente pasando de 70% de los costos. (Milani 2016), (Soria et al. 2015)

Tabla 6. Costos introducidos en el software SAM, de una planta con concentradores cilindro parabólicos.

Categoría de Costos directos (CD)	Valor usado en SAM	Unidades
Mejorías en el sitio	25*	\$/m ²
Campo Solar	295	\$/m ²
Sistema de fluido de transferencia de calor (HTF)	90	\$/m ²
Almacenamiento	80	\$/kWh-t
Combustibles fósiles	0	\$/kW
Energía de la planta (wet-cooled), basado en la generación neta de la turbina	940	\$/kW
Energía de la planta (dry-cooled), basado en la generación neta de la turbina	1160	\$/kW
Contingencia	10	% del CD
Categoría de costos indirectos		
Capital Humano	15	% del CD
Proyecto, tierras y gerenciamiento	3,5	% del CD
Tasas de venta	7,75	%

*Valor promedio. Los valores son ligeramente superiores para plantas con wet-cooled (refrigeración seca), debido a la eliminación de los tanques de evaporación. (Turchi 2010)

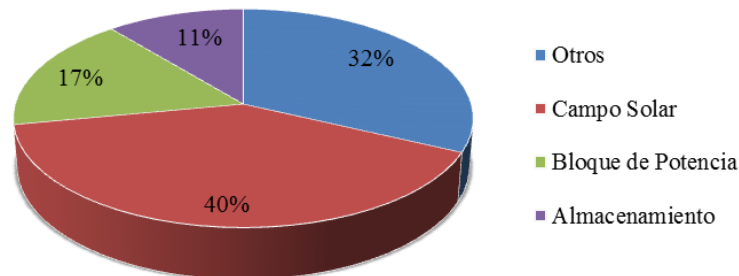


Figura 8. Costos totales por instalar 100MW con concentrador cilíndrico parabólico en África del Sur de (IRENA 2012).

De la Figura 8 podemos comparar los valores que serán expuestos en los resultados, donde se obtuvieron para plantas con concentradores cilindro parabólicos con y sin almacenamiento térmico.

7. RESULTADOS

La Tabla 7, es un resumen de los resultados técnicos y económicos obtenidos en los cuatro escenarios propuestos en este trabajo, como Factor de Potencia y LCOE. El LCOE de este proyecto está calculado en dólares Estadounidenses.

Tabla 7. Resultados obtenidos en los cuatro escenarios propuestos.

Escenario	I	II	III	IV
HTF	HitecSolarSalt	HitecSolarSalt	HitecXL	HitecXL
Energía anual (kWh)	101.884,704	308.007,776	111.025,128	330.324,608
Potencia bruta (%)	62,3	66,5	68,3	71,5
Factor de potencia (%)	12,9	39,1	14,1	41,9
Uso de agua por año (m³)	41,727	114,513	39,179	114,421
LCOE (¢/kWh)	70,19	25,22	64,65	23,72

De los resultados obtenidos en las simulaciones, podemos observar que la planta propuesta con 90MWe, en el escenario IV utilizando fluido de transferencia de calor HitecXL y con almacenamiento térmico de 10 horas, presenta el costo nivelado de energía más bajo y una mayor eficiencia. Esto se debe por qué tamaño del campo solar es menor comparado con los otros escenarios, ya que el fluido al tener mejores propiedades reduce el número de lazos del sistema y así se utilizan menos equipos y la influencia del almacenamiento térmico permite obtener energía en horas sin radiación solar directa y sirve soporte para mantener el fluido de trabajo del campo a temperaturas de operación. Podemos observar como es la influencia del tamaño del campo solar y la importancia al no sobredimensionar el diseño de un campo solar.

Los resultados presentados en la Tab. 6 fueron los más óptimos de una serie de simulaciones rodadas, después de obtener los mejores valores para las plantas con almacenamiento térmico, se realizaron más simulaciones para obtener para conseguir menores costos en las plantas sin almacenamiento.

En las Tablas 8 y 9 se obtuvieron mejores resultados en la plantas de energía solar térmica planteadas en los escenarios I y III, al optimizar el múltiplo solar en la simulación número 5, se obtiene menor costo nivelado de energía y mayor eficiencia, sin embargo la potencia disminuye y el mejor resultado es obtenido con múltiplo solar 1.

Tabla 8. Optimización de la planta del escenario I.

	Múltiplo Solar	Potencia bruta (%)	Factor de potencia (%)	LCOE (\$/kWh)
1	0.8	60,7597	10,0114	0,897239
2	1	62,4185	12,923	0,701852
3	1.2	62,1314	14,7181	0,619907
4	1.4	60,8323	15,5923	0,586833
5	1.6	58,5842	15,9832	0,573215

Tabla 9. Optimización de la planta del escenario III.

	Múltiplo Solar	Potencia bruta (%)	Factor de potencia (%)	LCOE (\$/kWh)
1	0.8	66,7573	11,0062	0,81886
2	1	68,3297	14,0823	0,64654
3	1.2	68,7999	16,3257	0,561818
4	1.4	67,2481	17,2812	0,532415
5	1.6	66,078	18,0014	0,512313

Por lo tanto al cambiar el valor del múltiplo solar, los parámetros de diseño de las plantas de los escenarios I y III cambian. A continuación en la Tab. 10 son presentados algunos de estos valores de las plantas con múltiplo solar optimizado en 1,6.

Tabla 10. Parámetros de diseño de las plantas propuestas en los escenarios I y III optimizadas.

Parámetros del campo Solar	Escenario	I	III
	Múltiplo Solar	1	1
	Irradiación de proyecto (W/m^2)	698,28	698,28
	Área del campo solar (km^2)	2,33	2,26
	Numero de colectores por lazo	8	8
	Numero de lazos	180	170
	Distancia entre filas (m)	15,24	15,24

8. CONCLUSIONES

La irradiación solar directa (DNI) recomendada para proyectos de CSP es un valor discutido en diferentes artículos como menciona (Malagueta 2014), los valores están en rangos desde 1700 $\text{kWh/m}^2/\text{año}$ (I EA 2015; Ummel 2010) a 2400 $\text{kWh/m}^2/\text{año}$ (Fluri 2009). En este sentido el lugar propuesto en este artículo es Belo Horizonte, y su irradiación solar calculada es de 1856 $\text{kWh/m}^2/\text{año}$. En lugares con irradiación solar altas, la eficiencia de la planta solar térmica aumenta como lo demostró Fluri.

Actualmente el costo de la electricidad proveniente de combustibles fósiles varía desde 0,045 hasta 0,14 $\$/\text{kWh}$. De las tecnologías que utilizan fuentes renovables, la energía solar fotovoltaica se ha posicionado con costos de 0,08 $\$/\text{kWh}$. Referente a plantas con tecnologías CSP el LCOE está disminuyendo anualmente, actualmente encontramos plantas con rangos de 0,18 hasta 0,28 $\$/\text{kWh}$ (Irena 2012). De esta manera los escenarios simulados en este trabajo, y según las

características presentadas para cada caso, se valida que las plantas con tecnologías CSP no son competitivas comercialmente, principalmente si no es considerado un sistema de almacenamiento térmico.

De los escenarios propuestos la planta que utiliza HitecXI como fluido de transferencia de calor y es apoyada con un sistema de almacenamiento térmico de 10 horas, presentó el LCOE más bajo y la mejor potencia.

Al optimizar el múltiplo solar, es necesario definir y considerar todos los parámetros de la planta que se va a diseñar, ya que una mayor área de campo solar no significa que la planta será eficiente o tendrá costos bajos.

Las plantas de los escenarios sin almacenamiento térmico fueron optimizadas para conseguir disminuir el LCOE, sin embargo, el menor valor se obtuvo en el escenario III, siendo 0,512313 \$/kWh, valor que no puede competir con otras tecnologías.

9. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la Coordenação de Aperfeiçoamento do Ensino Superior (CAPES), al Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico y Tecnológico (CNPq), y a la Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), por el apoyo financiero para la ejecución de este trabajo.

10. REFERENCIAS

- Anderson, Ryan, Liana Bates, Erick Johnson, and Jeffrey F. Morris. 2015. "Packed Bed Thermal Energy Storage: A Simplified Experimentally Validated Model." *Journal of Energy Storage* 4. Elsevier Ltd: 14–23. doi:10.1016/j.est.2015.08.007.
- CSPWorld.org. 2015. "CSP World Map." <http://www.cspworld.org/cspworldmap>.
- Dawn, Solar. 2016. "Solar Dawn Project: Step by Step." <http://solardawn.com.au/about/how-it-works/>.
- Epe. 2007. "Projeções." *Plano Nacional de Energia 2030*.
- European Academies Scientific Advisory Council. 2011. *Concentrating Solar Power: Its Potential Contribution to a Sustainable Energy Future*. http://www.easac.eu/fileadmin/Reports/Easac_CSP_Web-Final.pdf.
- Fernández García, A., E. Zarza, L. Valenzuela, and M. Pérez. 2010. "Parabolic-Trough Solar Collectors and Their Applications." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (7): 1695–1721. doi:10.1016/j.rser.2010.03.012.
- Fluri, Thomas P. 2009. "The Potential of Concentrating Solar Power in South Africa." *Energy Policy* 37 (12). Elsevier: 5075–80. doi:10.1016/j.enpol.2009.07.017.
- Gude, Veera Gnanaswar. 2015. "Energy Storage for Desalination Processes Powered by Renewable Energy and Waste Heat Sources." *Applied Energy* 137. Elsevier Ltd: 877–98. doi:10.1016/j.apenergy.2014.06.061.
- Heller, Lukas, and Paul Gauché. 2013. "Modeling of the Rock Bed Thermal Energy Storage System of a Combined Cycle Solar Thermal Power Plant in South Africa." *Solar Energy* 93: 345–56. doi:10.1016/j.solener.2013.04.018.
- International Energy Agency. 2015. "Key World Energy Statistics 2015," 81. doi:10.1787/9789264039537-en.
- IRENA. 2012. "Renewable Energy Technologies Cost Analysis Series: Concentrating Solar Power." *Comprehensive Renewable Energy* 3 (2): 595–636. doi:10.1016/B978-0-08-087872-0.00319-X.
- Irena. 2012. "Renewable Power Generation Costs in 2012 : An Overview," no. January: 92. [http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Overview_Renewable Power Generation Costs in 2012.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Overview_Renewable_Power_Generation_Costs_in_2012.pdf).
- Jaramillo, O. A., E. Venegas-Reyes, J. O. Aguilar, R. Castrejón-García, and F. Sosa-Montemayor. 2013. "Parabolic Trough Concentrators for Low Enthalpy Processes." *Renewable Energy* 60. Elsevier Ltd: 529–39. doi:10.1016/j.renene.2013.04.019.
- Liu, Ming, N H Steven Tay, Stuart Bell, Martin Belusko, Rhys Jacob, Geoffrey Will, Wasim Saman, and Frank Bruno. 2016. "Review on Concentrating Solar Power Plants and New Developments in High Temperature Thermal Energy Storage Technologies." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53. Elsevier: 1411–32. doi:10.1016/j.rser.2015.09.026.
- Malagueta, Diego Cunha. 2014. "AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS PARA INTRODUÇÃO DA GERAÇÃO ELÉTRICA TERMOSOLAR NA MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA." *Igarss 2014*, no. 1: 1–5. doi:10.1007/s13398-014-0173-7.2.
- Milani, Rodrigo. 2016. "Hibridização de Energia Heliotérmica Com Gaseificação de Biomassa Para Geração de Energia Elétrica." *UFRJ*. doi:10.1017/CBO9781107415324.004.
- Ministerio de Minas e Energia, Brasil. 2008. "Matriz Energética Nacional 2030." *Vasa*, 254. <http://medcontent.metapress.com/index/A65RM03P4874243N.pdf>.
- NREL. 2015a. "National Renewable Energy Laboratory, System Advisor Model (SAM)." <https://sam.nrel.gov/sites/sam.nrel.gov/files/content/help/sam-help-2015-5-30.pdf>.
- . 2015b. "SWERA." <https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=0&bL=groad&cE=0&lR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>.
- Parrado, C., A. Marzo, E. Fuentealba, and A. G. Fernández. 2016. "2050 LCOE Improvement Using New Molten Salts for Thermal Energy Storage in CSP Plants." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 57. Elsevier: 505–14. doi:10.1016/j.rser.2015.12.148.

- Peterseim, Juergen H., Stuart White, Amir Tadros, and Udo Hellwig. 2013. "Concentrated Solar Power Hybrid Plants, Which Technologies Are Best Suited for Hybridisation?" *Renewable Energy* 57. Elsevier Ltd: 520–32. doi:10.1016/j.renene.2013.02.014.
- Soria, Rafael, Joana Portugal-Pereira, Alexandre Szklo, Rodrigo Milani, and Roberto Schaeffer. 2015. "Hybrid Concentrated Solar Power (CSP)-Biomass Plants in a Semiarid Region: A Strategy for CSP Deployment in Brazil." *Energy Policy* 86 (March 2014). Elsevier: 57–72. doi:10.1016/j.enpol.2015.06.028.
- SQM. 2015. "Energía Solar Concentrada Con Sales Termosolares." [http://www.sqm.com/es-es/productos/quimicosindustriales/salestermo-solares/energiasolarconcentrada\(csp\).aspx](http://www.sqm.com/es-es/productos/quimicosindustriales/salestermo-solares/energiasolarconcentrada(csp).aspx).
- Turchi, C. 2010. "Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model (SAM) Parabolic Trough Reference Plant for Cost Modeling with the Solar Advisor Model (SAM)," no. July.
- Ummel, Kevin. 2010. "Concentrating Solar Power in China and India: A Spatial Analysis of Technical Potential and the Cost of Deployment," no. July 2010: 24. <http://www.cgdev.org/content/publications/detail/1424287>.

11. RESPONSABILIDADE AUTORAL

Los autores son los únicos responsables por el contenido de este trabajo.

PERFORMANCE OF THE CSP TECHNOLOGY PARABOLIC TROUGH WITH DIFFERENT HEAT TRANSFER FLUIDS, AND THERMAL ENERGY STORAGE IN THE CITY OF BELO HORIZONTE - BRAZIL

CON – 2016 - 1527

Abstract. *The generation of electricity through fossil fuels is an important activity in the generation of greenhouse gases such as CO₂, CH₄, N₂O in the world. As the population increases is noteworthy the inappropriate use of the planet's resources as well. If electricity was generated by centrals using renewable energy as a fuel source would help mitigate such effects caused on the environment. One of them has developed positively in recent years and can be positioned in the future as a large electricity generator, is the technology Concentrated Solar Power (CSP). CSP technology uses the direct sunlight incident in the earth. Therefore, when the collectors are malpositioned not concentrate the solar radiation on the receiver. And so the importance of evaluating its potential in the different places that are characterized with good potential direct radiation. According to the global status report of 2015 of the Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), indicators of renewable energy in 2014 showed an increase of 27% in the generation CSP plants being 4.4 GW, referring to the year 2013 where generation was 3.4 GW. Leaders countries in the use of CSP are; Spain, United States, India, Morocco and South Africa, generate electricity and heat, and are the example that the CSP technology works and shows great potential. In this paper it was evaluated the performance of parabolic trough concentrator with different Heat-transfer fluids, and using thermal energy storage to keep the system in the absence of direct normal irradiation. The analysis was developed modeling the system and comparing different scenarios in the System Advisor Model (SAM) software, which has an algorithm that allows the simulation of technical and economic parameters to facilitate decision-making to those involved in the renewable energy industry. The analysis was done for the town of Pampulha in Belo Horizonte City - Brazil with solar radiation data from the database of the Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA) using the SAM.*

Palavras-chave: Solar Thermal Energy, Parabolic Trough Concentrators, Heat-transfer Fluids, Thermal Energy Storage.