05-003

REVIEW OF MEDIUM TEMPERATURE SOLAR CONCENTRATION TECHNOLOGY FOR INDUSTRIAL APPLICATIONS.

Matamoros Pacheco, Manuel (1); Canito Lobo, José Luis (1); Carrasco Amador, Juan Pablo (1); Marcos Romero, Alfonso Carlos (1)
(1) Universidad de Extremadura

The increase in global energy consumption and the rise in human-induced greenhouse gas emissions are having a negative impact on the environment. As a result, the implementation of renewable energy generation systems is becoming more and more significant, with wind and solar energy gaining significant interest. Despite the consolidation of solar energy for electricity generation, its role in heat generation in the industrial sector remains even smaller. For this reason, this paper presents an analysis of the latest advances in the field of medium temperature solar concentration technology, developing a database of scientific publications with latest advances in this technology. This information is intended to be useful as a basis for future research, as well as to facilitate decision making regarding the most suitable concentrating solar technology for its implementation in industries.

Keywords: Renewable energies; Solar energy; Solar Heat for Industrial Processes.

REVISIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE MEDIA TEMPERATURA PARA APLICACIONES INDUSTRIALES.

El aumento del consumo de energía a nivel mundial y el incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de la acción humana están provocando efectos negativos en el medio ambiente. En consecuencia, la implantación de sistemas de generación de energías renovables es cada vez más notable, cobrando un importante interés la energía eólica y la solar. A pesar de la consolidación de la energía solar para la generación de energía eléctrica, el papel de esta para la generación de calor en el sector industrial sigue siendo aún menor. Por ello, este trabajo presenta un análisis de los últimos avances en el campo de la tecnología solar de concentración de media temperatura, desarrollando una base de datos de publicaciones científicas con los últimos avances a cerca de esta tecnología. Dicha información pretende ser de utilidad como base de futuras investigaciones, además de facilitar la toma de decisiones referente a la tecnología solar de concentración más adecuada para su implantación en industrias.

Palabras claves: Energías renovables; energía solar; calor solar para procesos industrials.

Correspondencia: Manuel Matamoros Pacheco manuelmp@unex.es

©2021 by the authors. Licensee AEIPRO, Spain. This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International License (https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/).

1. Introducción

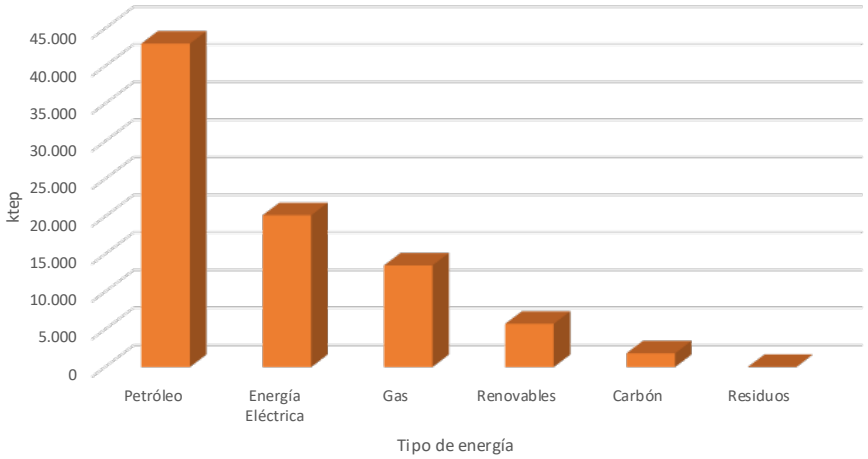
El aumento del consumo de energía a nivel mundial y el incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de la acción humana están provocando consecuencias negativas en el medio ambiente (Bellard, Bertelsmeier, Leadley, Thuiller, & Courchamp, 2012; Touma, Stevenson, Lehner, & Coats, 2021). Por ello, se está produciendo a nivel mundial un cambio hacia un nuevo tipo de sistema energético donde asequibilidad, confiabilidad y sostenibilidad son conceptos fundamentales (Cornwall, 2021). Con respecto a la asequibilidad, los costes de las energías solar fotovoltaica (Little, Nowlan, Bradford, & Hebert, 2010; Sampaio & González, 2017) y eólica siguen cayendo (Zhou & Gu, 2019); en contraste, los precios del petróleo ascendieron por encima de los 80 $/barril en 2018, por primera vez en cuatro años. Con respecto a la confiabilidad, subsisten riesgos para el suministro de petróleo y gas, como muestra el deterioro de la producción de Venezuela. Un octavo de la población mundial carece de acceso a la electricidad y están saliendo a la luz nuevos desafíos en el sector eléctrico, desde la flexibilidad del sistema hasta la ciberseguridad. Por último, en cuanto a la sostenibilidad y tras tres años de estabilización, las emisiones mundiales de CO_2 relacionadas con la energía aumentaron un 1,6% en 2017 y los primeros datos sugieren que el crecimiento continuará en los próximos años, lejos de una trayectoria alineada con los objetivos climáticos. A su vez, la contaminación del aire relacionada con la energía sigue provocando millones de muertes prematuras cada año (International Energy Agency, 2019).

El escenario energético nacional (España) se ilustra en la Figura 1 y Tabla 1, donde puede observarse el consumo de energía en España por sector y por tipo de energía en miles de toneladas equivalentes de petróleo (ktep) en el año 2017, según el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (IDAE) (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, 2017).

Tabla 1: Consumo de energía en España por sectores y tipos de energía

Unidades en ktep	Carbón	Petróleo	Gas	Residuos	Renovables	Energía Eléctrica (fuentes no renovables)	Total
Industria	1.714	2.849	6.918	0	1.438	6.833	19.752
Transporte	0	34.194	374	0	1.244	448	36.260
Usos diversos	118	5.954	6.215	7	3.065	12.893	28.251
Total	1.832	42.997	13.506	7	5.747	20.173	84.263

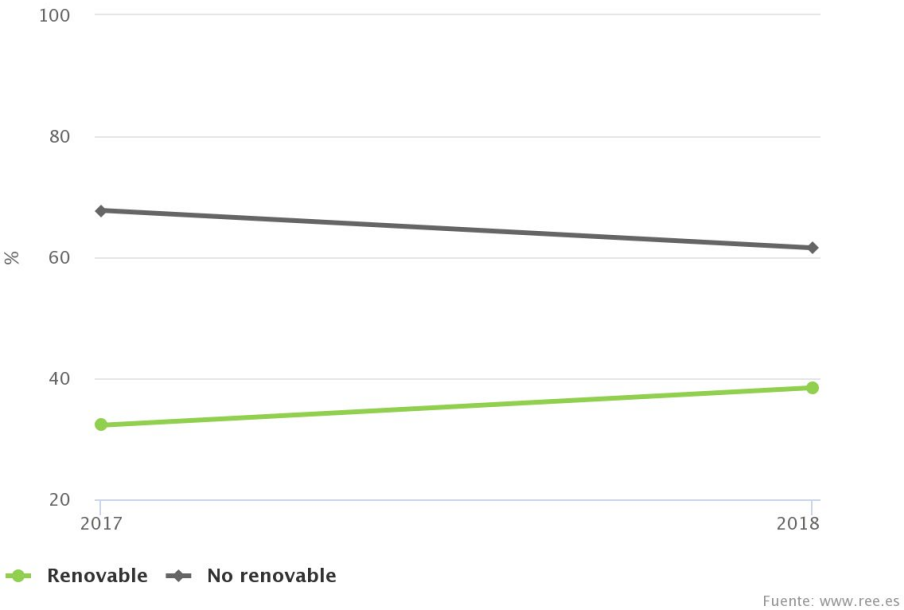
Figura 1: Consumo de energía en España en 2017



En la Figura 1 puede observase que el consumo de petróleo representa el 51% del consumo total de energía, seguido de la energía eléctrica (24%) y del gas (16%). España tiene una fuerte dependencia de consumo de combustibles fósiles, la cual debe disminuir con la inclusión de energías renovables para así cumplir con los objetivos impuestos por la Unión Europea para 2030, que dictan, entre otros, que el 27% del consumo de energía debe provenir de fuentes renovables (cabe destacar que en 2017 fue del 6,8%).

En el marco español, el parque de generación con fuentes de energía renovables a finales del 2018 ascendió a 48.612 MW, y con él se produjo algo más del 38% de la generación total, por encima del peso del 32% que tuvieron estas fuentes de energía en el 2017 (Ver Figura 2).

Figura 2: Evolución de la generación renovable y no renovable (%) del sistema eléctrico nacional



Dentro de las energías renovables instaladas en España, se destaca la potencia instalada de energía solar, que se situó a finales del 2018 en 7.018 MW, con 4.714 MW correspondientes a solar fotovoltaica y 2.304 MW a solar térmica (Red Eléctrica de España, 2018). Es

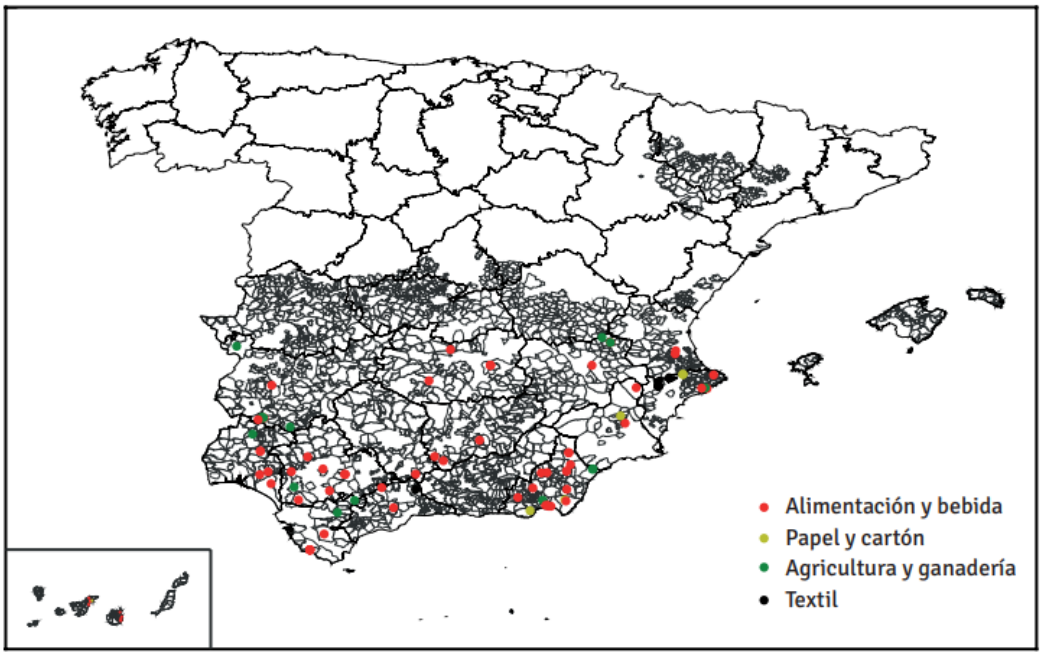
significativo que, con el paso de los años, la energía solar de concentración para generación de electricidad ha perdido su interés, posiblemente motivado por la reducción de costes y la simplicidad de la energía solar fotovoltaica. Sin embargo, la solar de concentración puede jugar un papel muy interesante en el sector del calor de proceso para el sector industrial.

Los procesos industriales son grandes consumidores de energía térmica (calor) (Gerami, Ghasemi, Lotfi, Kaigutha, & Marzband, 2021). Este calor a alta temperatura es generado tradicionalmente por calderas alimentadas por combustibles fósiles (gasóleo, gas natural, carbón, etc.). El fluido que utilizan estas calderas depende del proceso, pero los más habituales son agua presurizada (sobrecalentada), aceite térmico y vapor. Para conseguir calentar un fluido a la temperatura que necesitan los procesos industriales se utilizan colectores solares de concentración. Los colectores de concentración actuales alcanzan temperaturas de hasta 400 ^{o}C, por lo que son capaces de suministrar vapor (o cualquier tipo de fluido) a la misma temperatura y presión que las calderas utilizadas por la mayoría de las industrias. Aunque la energía solar sólo está disponible durante el día, esta puede almacenarse fácilmente para su uso posterior.

Las instalaciones solares no pueden diseñarse para reemplazar por completo a las calderas convencionales. Generalmente, la planta solar se utiliza como apoyo a la caldera convencional. La energía solar es técnicamente viable en la mayoría de los procesos industriales (Barberis, Peccianti, Castellino, Bolognesi, & Bortoletto, 2019; Fluch, Gruber-Glatzl, Brunner, Shrestha, & Sayer, 2020; jia, Huang, Li, He, & Dai, 2018; Lauterbach, Schmitt, Jordan, & Vajen, 2012). Al generar calor de la misma calidad que las calderas convencionales, el proceso industrial no percibe ninguna diferencia. Sin embargo, para que un sistema solar sea atractivo económicamente deben darse las siguientes condiciones: localización soleada, espacio disponible y consumo térmico (Frasquet Herraiz, 2019).

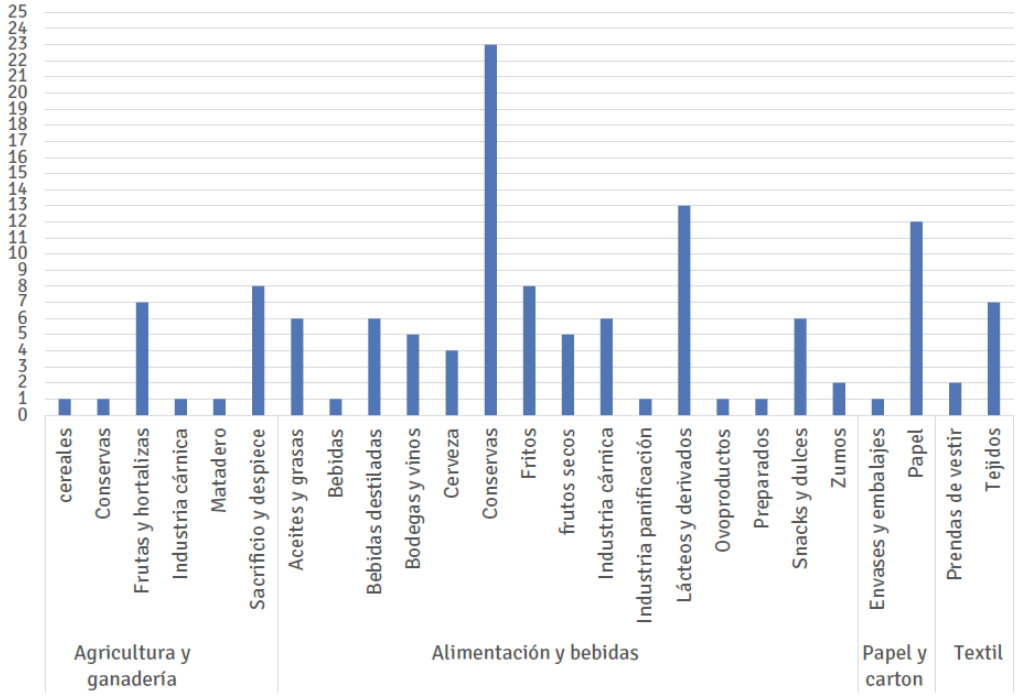
De este modo, en España existe un gran potencial de aplicaciones de calor solar de proceso en media temperatura. Ejemplo de ello es el gran número de empresas que utilizan vapor o agua caliente para sus procesos. Con el objetivo de localizar el potencial existente, la empresa SOLATOM (Solatom, 2019) publicó recientemente un estudio geolocalizado del potencial, que puede observarse a modo de ejemplo en la Figura 2 (Solatom, 2019). Dicho estudio recoge un listado de 130 industrias donde, con alta probabilidad, el uso de energía solar se presenta como una opción muy atractiva, siendo las agrotransformadoras, alimentación y bebidas, textil y papel, lavanderías industriales, minería, industria química y plantas de tratamiento de agua las que presentan mayor interés de aplicación, como se representa en la Figura 3.

Figura 3: Industrias identificadas con potencial de aplicación



Fuente: http://www.solarconcentra.org/estudio-geolocalizado-del-potencial-de-aplicaciones-de-calor-solar-de-proceso-en-media-temperatura-2/

Figura 4: Número de industrias localizadas por sector



Fuente: http://www.solarconcentra.org/estudio-geolocalizado-del-potencial-de-aplicaciones-de-calor-solar-de-proceso-en-media-temperatura-2/

Aunque el potencial de la energía solar para procesos industriales ha sido ampliamente probado y ha proporcionado resultados satisfactorios, el papel de la energía solar en el sector industrial sigue siendo aún menor. De esta necesidad nace la presente investigación, cuyos objetivos son, por un lado, el desarrollo de una base de datos de publicaciones científicas de tecnología solar de concentración de media temperatura que sirva de fuente de información para investigadores y toda aquella persona interesada en la implementación de dicha

tecnología en su sector. Por otro lado, se desarrolla un proceso de toma de decisiones para elegir la tecnología solar de concentración más adecuada para su implantación en el sector industrial de la eurorregión EUROACE (agrupación integrada por las regiones de Alentejo y Centro, de Portugal y la Comunidad Autónoma de Extremadura, de España) (EUROACE, 2021).

2. Materiales y métodos

Para crear una fuente de información de la que poder extraer criterios principales para facilitar la toma de decisión de la tecnología de concentración solar más idónea para el territorio EUROACE fue necesaria la creación de una base de datos bibliográfica utilizando la herramienta Mendeley (Mendeley, 2021).

La elección de la tecnología solar de concentración más apropiada, barajando distintas posibilidades entre colectores cilindro-parabólicos o lineales fresnel, se lleva a cabo atendiendo a las siguientes cuestiones:

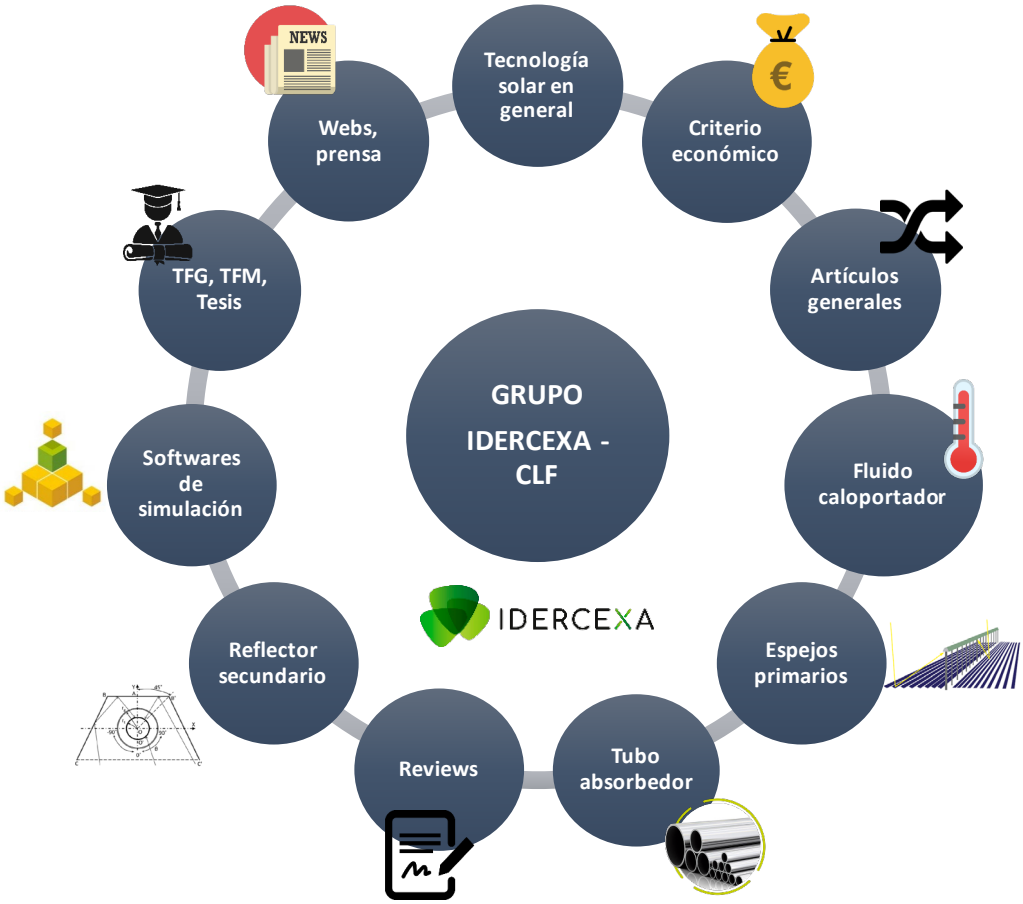
- Tipología de generación de vapor: sistema directo o indirecto.
- Tipología de integración en la industria: a nivel de proceso o de producción.
- Nivel de presión de vapor.
- Orientación del campo solar: Norte-sur o Este-Oeste.
- Tipo de fluido caloportador del circuito primario: aceite térmico, agua con glicol o agua desmineralizada.
- Tecnología del tubo absorbedor: tubo simple o tubo aislado.
- Tipología del segundo receptor: geometría utilizar (semiesférica, trapezoidal, en forma de M, etc.)

Para dar respuesta a todas esas preguntas, se crearon en Mendeley las siguientes carpetas (Figura 4) que contendrán los artículos científicos clasificados por temáticas:

- **Tecnología solar en general:** publicaciones de distintos tipos de concentradores solares de media temperatura.
- **Criterio económico:** publicaciones donde se analizan los costes de la tecnología Fresnel.
- **Artículos generales:** trabajos que abordan la tecnología Fresnel de forma genérica (estudios, simulaciones, modelos matemáticos, etc.)
- **Fluido caloportador:** trabajos en los cuales se investiga principalmente el fluido de transferencia de calor utilizado para el intercambio de energía térmica.
- **Espejos primarios:** trabajos donde se estudia la geometría y disposición del campo de espejos primarios de los CLF.
- **Tubo absorbedor:** trabajos de investigación acerca de los avances en la tecnología de tubos absorbedores de los CLF.
- **Revisiones:** trabajos en los que se recogen los usos de la tecnología Fresnel en industrias para calor de proceso.

- **Reflector secundario:** trabajos donde se estudian las distintas geometrías y materiales utilizados para la carcasa de espejo superior de los CLF.
- **Softwares de simulación:** conjunto de trabajos que ponen de manifiesto los distintos simuladores existentes para comprobar el funcionamiento virtual de las instalaciones con CLF.
- **TFG, TFM y Tesis:** Trabajos Fin de Grado, Trabajos Fin de Máster y Tesis Doctorales acerca de la tecnología Fresnel.
- **Webs, prensa:** artículos y notas de prensa a cerca de las energías renovables y la tecnología solar de concentración.

Figura 5: Esquema de la clasificación realizada en Mendeley



Siguiendo criterios de selección de otros trabajos similares de la bibliografía (Kasaeian, Tabasi, Ghaderian, & Yousefi, 2018; Kumar, Shrivastava, & Untawale, 2015; W.T. Xiea, Y.J. Dai, R.Z. Wanga, & K. Sumathy b, 2010), fueron seleccionados un total de 60 publicaciones científicas, las cuales fueron analizadas para extraer las conclusiones más interesantes y valorar las aportaciones de la comunidad científica a la tecnología Fresnel. Con todas ellas, se ha elaborado un documento que, a modo de *review*, se reproduce íntegramente en el aparatado de Resultados del presente trabajo.

3. Resultados

3.1 Tecnologías de concentración solar en general

Las tecnologías de concentración solar en general han sufrido distintos cambios a lo largo de los años. Autores como Mills (D. Mills, 2004) han publicado trabajos donde se recopilan los avances que han experimentado las distintas tecnologías asociadas a la producción de energía en el campo de la energía solar térmica. En su trabajo realizó una distinción clara entre las tecnologías de seguimiento solar de un solo eje como el colector cilindro-parabólico (CCP) y el colector lineal fresnel (CLF), considerando la del CCP como una tecnología establecida de forma más generalizada que la del CLF, si bien esta última puede considerarse como más actual y llamada a reducir los costes de fabricación y mantenimiento de los CCP.

Existe un debate común entre la gran mayoría de autores que abordan trabajos en los que se desarrollan las distintas tecnologías solares de concentración, en concreto los CCP y CLF, realizando comparaciones entre ambos para determinar sus ventajas y desventajas. Así lo presentan Najla El Gharbi et al. (El Gharbi, Derbal, Bouaichaoui, & Said, 2011), donde desarrollan una comparativa entre las tecnologías anteriormente citadas (Tabla 2). Dichos estudios arrojaron una eficiencia del 55,8% para el colector cilindro-parabólico y un 45,75% para el colector Fresnel. Nicholas Kincaid et al. (Kincaid, Mungas, Kramer, Wagner, & Zhu, 2018) obtuvieron una eficiencia óptica promedio anual del 60% para la tecnología CCP, 52% para la tecnología de torre de concentración y del 4% para la de CLF.

Tabla 2: Comparativa entre CCP y CLF

	Unidad de capacidad (MW)	Concentración	Pico de eficiencia solar (%)	Eficiencia solar anual	Factor de capacidad solar (%)	Temperatura de salida (ºC)	Superficie usada por MWh (m^2)
Cilindro parabólico	10-200	70-80	21	17	25-70	300-550	6-8
Fresnel	10-200	25-100	20	9-11	25-70	250-500	4-6

Una vez expuestos los trabajos de varios autores acerca de las comparativas entre las tecnologías de CCP y CLF, resulta de interés conocer también los trabajos que ha desarrollado la comunidad científica en relación a los nuevos avances de la tecnología, presentando tanto mejoras como prototipos. Destacan los trabajos de Bin Zou et al. (Zou, Dong, Yao, & Jiang, 2016), Matteo Bartolato et al. (Bortolato, Dugaria, & Del Col, 2016) y Karathanassis et al. (Karathanassis, Papanicolaou, Belessiotis, & Bergeles, 2017).

3.2 Criterios económicos

Debido a la reducción de costes de fabricación y mantenimiento, los CLF presentan un buen potencial frente a los CCP. Por ello, conocer los distintos aspectos puede resultar de interés a la hora de apostar por esta tecnología.

Autores como J.D. Nixon y P.A. Davies (Nixon & Davies, 2012) presentaron un método para la optimización de la disposición del espaciado de los espejos primarios y la temperatura óptima de funcionamiento de los CLF, con el objetivo de maximizar la producción de energía disponible y las horas de operación y minimizar los costes asociados. Los cálculos arrojan valores óptimos de 122 horas operativas de funcionamiento por año a un coste base por exergía de 2,3 $/W. Siguiendo el hilo de optimización del sistema estructural, óptico y térmico de los CLF, autores como Moghimi et al. (Moghimi, Craig, & Meyer, 2017) realizaron una evaluación puramente monetaria y financiera de la tecnología, enfocándola a minimizar los

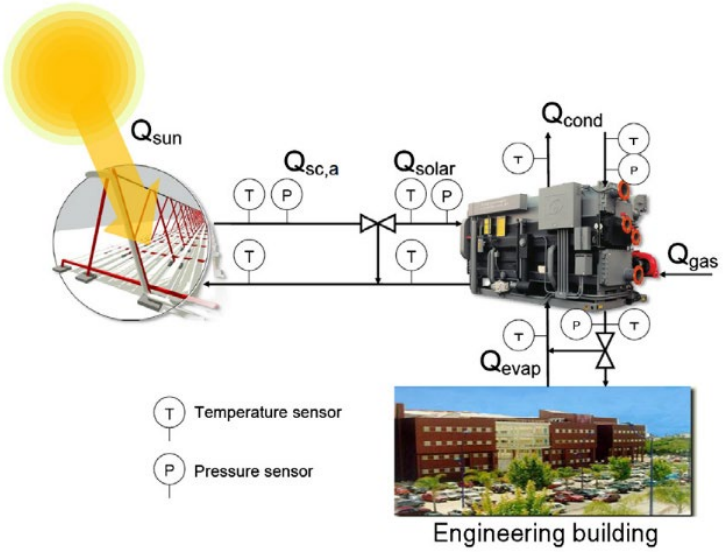
costes de producción de electricidad de una planta de CLF. Mujeeb Iqbal Soomro et al. (Soomro & Kim, 2018) también presentaron un análisis económico de una planta de destilación de agua salada para producción de agua dulce y electricidad con un sistema de membrana de contacto directo y reflectores Fresnel. Como resultado del análisis, detallaron que el coste de generación de energía eléctrica de la planta era de 0,09 €/kWh (bastante satisfactorio por el bajo coste unitario de la electricidad), revelando la viabilidad financiera del sistema.

3.3 Artículos sobre concentradores lineales Fresnel en general

Dentro de las tecnologías existentes de concentración solar, los CLF son sin duda una de las grandes apuestas de la comunidad científica, puesto que se trata de un sistema menos desarrollado y utilizado en la actualidad para la generación eléctrica o para la generación de vapor para procesos industriales. El objetivo presente y futuro de la tecnología CLF es el de reducir los costes de fabricación y mantenimiento que genera la tecnología de CCP, pudiendo por ello encontrarse en la bibliografía numerosos trabajos de diseño, fabricación, optimización, validación e innovación de plantas piloto de tecnología Fresnel.

Un ejemplo de ello es el trabajo realizado por Pablo Bermejo et al. (Bermejo, Pino, & Rosa, 2010) desarrollando una planta de refrigeración solar en la cubierta de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla (Figura 6). Siguiendo con la investigación de esta misma planta, F.J. Pino et al. (Pino, Caro, Rosa, & Guerra, 2013) realizaron un modelo matemático para simular la dinámica óptica y térmica de la planta Fresnel y lo consiguieron validar con los datos operativos reales de la instalación, con un error inferior del 3% para los cálculos ópticos y un 7% para los térmicos.

Figura 6: Esquema de la instalación de la planta de refrigeración solar en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (Sevilla)



Existen otros trabajos que abordan cuestiones dimensionales de los colectores Fresnel. Autores como Barbón et al. (Barbón, Barbón, Bayón, & Sánchez-Rodríguez, 2018) apostaron por realizar estudios donde se abordaba la influencia de los parámetros de diseño en el rendimiento de un CLF. Autores como Pulido-Iparraguirre et al. (Pulido-Iparraguirre, Valenzuela, Serrano-Aguilera, & Fernández-García, 2019) presentaron un diseño innovador y ópticamente optimizado de colector Fresnel para aplicaciones de calor solar de procesos industriales.

4.5 Artículos sobre fluidos caloportadores

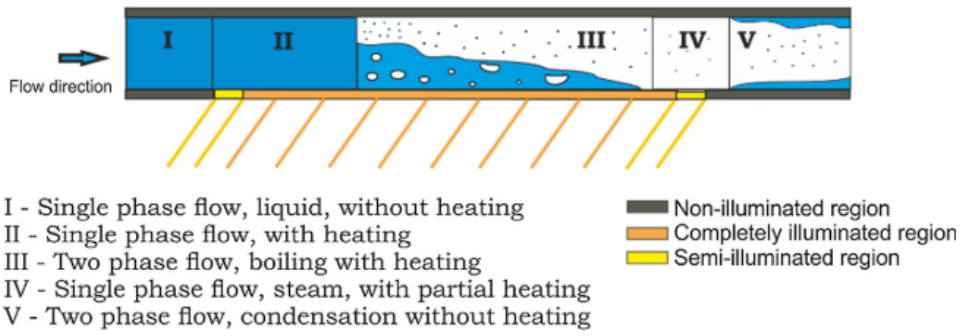
Un aspecto clave en los sistemas solares de concentración es el fluido caloportador que utilizan, puesto que las condiciones y propiedades físicas de éste pueden repercutir positiva o negativamente en la cantidad de energía que puede obtenerse en el sistema.
Los fluidos caloportadores más habituales en los colectores Fresnel son los aceites térmicos, debido a que pueden trabajar a altas temperaturas sin llegar a vaporizarse y sin necesidad de tener que presurizar en exceso los circuitos por donde transcurren. Sin embargo, existen otro tipo de fluidos caloportadores para otras aplicaciones como la generación de vapor directo, donde el fluido caloportador es agua desmineralizada. También puede utilizarse agua o glicol para aplicaciones de generación de vapor indirecto, que requieren presurizar altamente los circuitos para evitar la vaporización del fluido, o simplemente calentamiento de agua.

En la literatura consultada pueden encontrarse trabajos relacionados con el uso de las sales fundidas en colectores Fresnel, como los de Morin et al. (Morin, Karl, Mertins, & Selig, 2015) o el de Qiu et al. (Qiu, He, Cheng, & Wang, 2015).

Existen otras alternativas a las sales fundidas como fluidos para la mejora del rendimiento térmico. Es el caso de los nanofluidos. El uso de nanofluidos en CLF no está muy extendido en la literatura consultada pero cabe citar el trabajo de Bellos et al. (Bellos & Tzivanidis, 2018) utilizando un nanofluido como fluido de transferencia de calor en un CLF, quienes concluyeron que el uso de nanofluidos mejoraba la eficiencia térmica desde un 0,22% hasta un 0,78%, especialmente a niveles altos de temperatura, aunque con un aumento del trabajo de los equipos de bombeo que oscilaba entre el 32% y el 49%.

Por otro lado, uno de los usos más frecuentes de la tecnología Fresnel es la generación de vapor directa y el comportamiento hidrotérmico del vapor de agua es un tema clave. El comportamiento hidrotérmico se ve afectado por la falta de uniformidad en la distribución del flujo solar a lo largo del eje del absorbedor lineal (Ver Figura 7). La no uniformidad produce regiones no iluminadas en los extremos del absorbedor (especialmente en pequeños prototipos de CLF o en configuraciones no rectangulares de los sistemas Fresnel), y regiones parcialmente iluminadas debido a la contribución gradual de las filas de espejos a la radiación solar reflejada.

Figura 7: Representación esquemática de los diferentes estados del fluido en el interior del tubo absorbedor dependiendo del nivel de iluminación



4.6 Artículos sobre espejos reflectores

Podría decirse que los espejos reflectores son un elemento fundamental de los CLF, dado que de ellos depende en gran parte el rendimiento óptico y térmico del colector. En función de lo óptimo que sea su diseño serán más o menos capaces de concentrar la radiación procedente del sol en el tubo absorbedor. A lo largo de la evolución de esta tecnología, numerosos investigadores han tratado de desarrollar mejoras en los espejos reflectores.

Hasta el momento, las instalaciones de CLF (plantas pilotos y plantas de producción real) están diseñadas con geometrías de espejos reflectores constantes en todo el campo solar, pese a que se ha observado que existen diferentes razones que conducen a errores en la dirección del haz reflejado, con un efecto diferente dependiendo del ancho y la ubicación del espejo. Además, los efectos de sombreado y bloqueo entre espejos vecinos también dependen de tales variables. Por tanto, el ancho y el desplazamiento de los espejos pueden variar a lo largo del campo solar, lo que mejora la eficiencia del sistema. Abbas et al. (Abbas & Martínez-Val, 2015) analizaron estos fenómenos para obtener diseños coherentes capaces de mejorar la eficiencia sin aumentar el coste. David R. Mills et al. (D. R. Mills & Morrison, 2000) también pusieron de manifiesto en su trabajo medidas para eliminar casi por completo el sombreado y el bloqueo entre espejos primarios, desarrollando una técnica novedosa para el año de publicación del artículo donde apostaban por CLF con doble sistema de tubo absorbedor, tal y como puede observarse en la Figura 5.

Figura 8: Diagrama esquemático de la nueva configuración

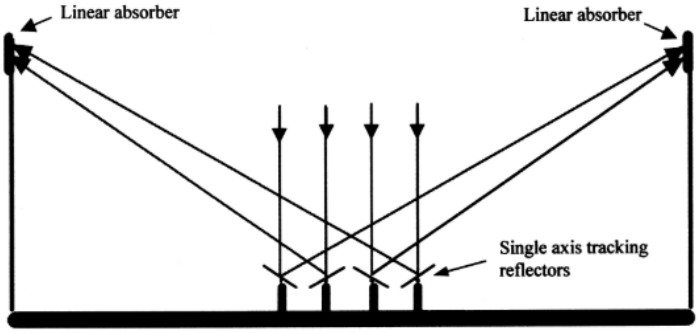


Figura 9 Diagrama esquemático de la nueva configuración

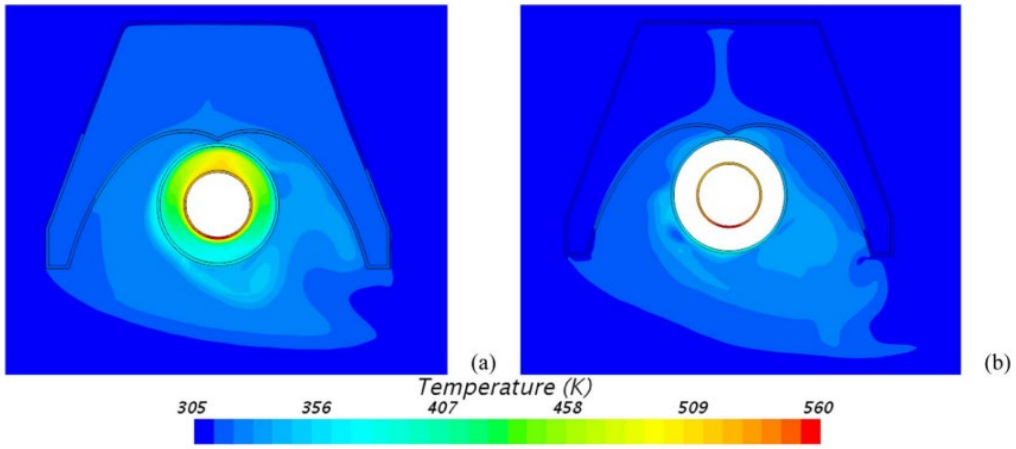
4.7 Artículos sobre tubos absorbedores

Los tubos absorbedores son el componente clave de un CLF, puesto que su función es la de convertir la radiación solar concentrada por los receptores primarios en un incremento de temperatura del fluido que transcurre por éste, afectando su rendimiento en gran medida al rendimiento global del concentrador. En la bibliografía consultada se han encontrado numerosos estudios que intentar evolucionar dicho sistema para maximizar su rendimiento.

Uno de los sistemas más utilizados tanto en centrales solares térmicas de producción de electricidad como en sistemas de calor para procesos industriales es el tubo absorbedor de vacío. Puede encontrarse este sistema en el trabajo de Pino et al. (Pino et al., 2013). Otros investigadores, como Wang et al. (Wang et al., 2017) presentaron un prototipo experimental que mejoraba el rendimiento. Hassanzadeh et al. (Hassanzadeh, Jiang, & Winston, 2018) innovaron presentando un concentrador que posee un tubo absorbedor de sección pentagonal que disminuía los costes de fabricación.

Cabe destacar el estudio detallado de Cagnoli et al. (Cagnoli et al., 2018) sobre la evaluación de las pérdidas de calor del receptor de una planta piloto real de CLF (Figura 10). En dichos estudios, dos configuraciones de tubo absorbedor fueron analizadas: tubo con vacío y tubo simplemente encapsulado. Los resultados del análisis indicaron que el beneficio de usar tubo de vacío depende del calor absorbido en el receptor lineal, que a su vez depende del flujo solar y la posición del sol.

Figura 10: Captura de la simulación del campo de temperatura (con viento) a T=513K: (a) tubo encapsulado, (b) tubo de vacío

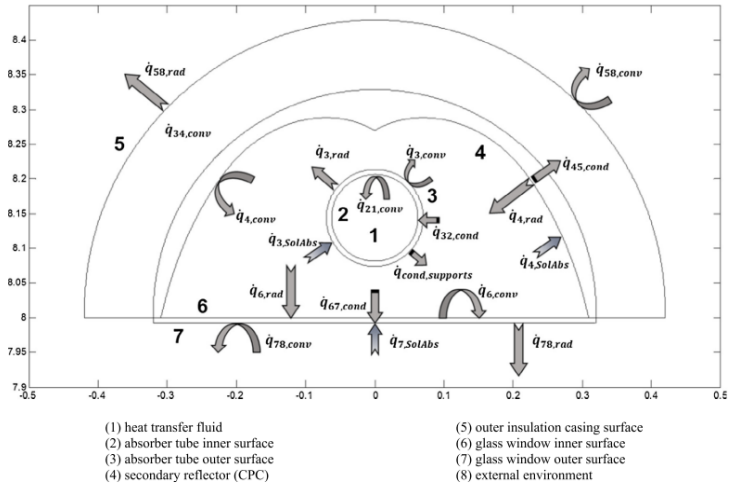


4.8 Artículos sobre reflectores secundarios

Se trata de otro de los elementos clave de un CLF. Su principal misión es reflejar la radiación solar que no incide directamente sobre el tubo absorbedor procedente de los espejos primarios. Dada la importancia de este sistema, son numerosos los trabajos encontrados en la bibliografía a cerca de dispositivos de reflexión secundaria.

El segundo receptor ejerce una influencia óptica y térmica al tubo absorbedor que fue analizada por Montes et al. (Montes, Barbero, Abbas, & Rovira, 2016) (Figura 11) y Tsekouras et al. (Tsekouras, Tzivanidis, & Antonopoulos, 2018), quienes realizaron modelos térmicos para caracterizar la transferencia de calor por convección y radiación que se produce en la cavidad del segundo receptor.

Figura 11: Sección del segundo receptor utilizado en el trabajo de Montes



Sin embargo, pueden encontrarse otras geometrías similares, pero no cerradas con vidrio en la parte inferior. Es el caso del sistema representado por Guangdong Zhu (Zhu, 2017), quien propuso un método innovador para optimizar el perfil del reflector secundario de una configuración Fresnel genérica. Siguiendo en la misma línea, Bellos *et al.* (Bellos, Tzivanidis, & Papadopoulos, 2018) presentaron un trabajo de optimización del reflector secundario utilizando la parametrización polinómica de Bezier. Chaitanya Prasad et al. (Chaitanya Prasad, Reddy, & Sundararajan, 2017) también desarrollaron un nuevo perfil que condujo a una alta eficiencia óptica del 76,4% y un coeficiente de valor de variación de flujo de 0,13.

Cabe destacar el trabajo de Abbas R. et al. (Abbas, Sebastián, Montes, & Valdés, 2018) dedicado al análisis de diferentes diseños de reflectores secundarios para CLF.

4.9 Software para simulaciones de instalaciones de calor de proceso para la industria

Resulta necesario el desarrollo de nuevas herramientas y aplicaciones que proporcionen al usuario final información sencilla y directa de las ventajas del empleo de esta tecnología. Actualmente existen softwares de simulación de sistemas solares para procesos industriales, tales como: TRNSYS (Khan, Badar, Talha, Khan, & Butt, 2018), POLYSUN (Carbonell, Haller, & Frank, 2014), FREEGREENIUS (Pauletta, 2016), TRANSOL (Popescu, Popescu, & Damian, 2017), los cuales están desarrollados principalmente para profesionales en la materia y requieren de una capacitación específica alta y elevados conocimientos técnicos, especialmente en energía, para su uso.

4. Conclusiones

Se ha realizado una revisión bibliográfica de un total de 60 artículos científicos de tecnología solar de concentración de media temperatura, con los cuales se ha generado una base de datos pública en la herramienta de gestión bibliográfica de Mendeley con el objetivo de que tanto la comunidad científica como las personas interesadas en la adquisición de tecnología solar para su sector.

La revisión bibliográfica arrojó una serie de resultados clasificados por tecnologías de concentración en general, criterios económicos, concentradores tipo Fresnel, fluidos caloportadores, espejos reflectores, tubos absorbedores, reflectores secundarios y software para simular instalaciones de calor de proceso industrial. En función de todos los resultados obtenidos, se concluyó que, el colector lineal Fresnel es la tecnología de concentración solar de media temperatura más adecuada para ser instalada en el tejido industrial de la zona EUROACE.

Como línea futura de investigación se plantea la instalación de una planta piloto de generación de vapor mediante un sistema de concentración lineal Fresnel en una industria que utilice calor de proceso, con el objetivo de poder evaluar, a lo largo del tiempo, la viabilidad de este tipo de tecnología de forma experimental.

Comunicación alineada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

4. Bibliografía

Abbas, R., & Martínez-Val, J. M. (2015). Analytic optical design of linear Fresnel collectors with variable widths and shifts of mirrors. *Renewable Energy*. https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.09.029

Abbas, R., Sebastián, A., Montes, M. J., & Valdés, M. (2018). Optical features of linear Fresnel collectors with different secondary reflector technologies. *Applied Energy*, *232*(October), 386–397. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.224

Barberis, S., Peccianti, F., Castellino, L., Bolognesi, T., & Bortoletto, A. (2019). SHIP2FAIR - Martini & Rossi: Integration of Solar Heat in Industrial Process - Preliminary evaluation. In *E3S Web of Conferences* (Vol. 113). https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911303018

Barbón, A., Barbón, N., Bayón, L., & Sánchez-Rodríguez, J. A. (2018). Parametric study of the small scale linear Fresnel reflector. *Renewable Energy*, *116*, 64–74. https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.09.066

Bellard, C., Bertelsmeier, C., Leadley, P., Thuiller, W., & Courchamp, F. (2012). Impacts of climate change on the future of biodiversity. *Ecology Letters*, *15*(4), 365–377. https://doi.org/10.1111/j.1461-0248.2011.01736.x

Bellos, E., & Tzivanidis, C. (2018). Multi-criteria evaluation of a nanofluid-based linear Fresnel solar collector. *Solar Energy*, *163*(October 2017), 200–214. https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.02.007

Bellos, E., Tzivanidis, C., & Papadopoulos, A. (2018). Secondary concentrator optimization of a linear Fresnel reflector using Bezier polynomial parametrization. *Solar Energy*, *171*(July), 716–727. https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.07.025

Bermejo, P., Pino, F. J., & Rosa, F. (2010). Solar absorption cooling plant in Seville. *Solar Energy*, *84*(8), 1503–1512. https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.05.012

Bortolato, M., Dugaria, S., & Del Col, D. (2016). Experimental study of a parabolic trough solar collector with flat bar-and-plate absorber during direct steam generation. *Energy*, *116*, 1039–1050. https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.021

Cagnoli, M., Mazzei, D., Procopio, M., Russo, V., Savoldi, L., & Zanino, R. (2018). Analysis of the performance of linear Fresnel collectors: Encapsulated vs. evacuated tubes. *Solar Energy*, *164*(February), 119–138. https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.02.037

Carbonell, D., Haller, M. Y., & Frank, E. (2014). Potential benefit of combining heat pumps with solar thermal for heating and domestic hot water preparation. *Energy Procedia*, *57*, 2656–2665. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.277

Chaitanya Prasad, G. S., Reddy, K. S., & Sundararajan, T. (2017). Optimization of solar linear Fresnel reflector system with secondary concentrator for uniform flux distribution over absorber tube. *Solar Energy*, *150*, 1–12. https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.04.026

Cornwall, W. (2021). Five years in, Paris pact still a work in progress. *Science*, *370*(6523), 1390. https://doi.org/10.1126/science.370.6523.1390

El Gharbi, N., Derbal, H., Bouaichaoui, S., & Said, N. (2011). A comparative study between parabolic trough collector and linear Fresnel reflector technologies. *Energy Procedia*, *6*,

565–572. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.05.065

EUROACE. (2021). Eurorregión Euroace. Alentejo Centro Extremadura. Retrieved January 21, 2021, from https://www.euro-ace.eu/que-es-la-euroace/presentacion

Fluch, J., Gruber-Glatzl, W., Brunner, C., Shrestha, S., & Sayer, M. (2020). Solar heat for industrial processes and industrial energy efficiency in Malaysia and Egypt. In *Proceedings of the ISES Solar World Congress 2019 and IEA SHC International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry 2019* (pp. 541–549). https://doi.org/10.18086/swc.2019.12.05

Frasquet Herraiz, M. (2019). Introducción al calor solar para industria. Retrieved September 18, 2019, from http://www.calorsolar.es/Introduction.html

Gerami, N., Ghasemi, A., Lotfi, A., Kaigutha, L. G., & Marzband, M. (2021). Energy consumption modeling of production process for industrial factories in a day ahead scheduling with demand response. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, *25*. https://doi.org/10.1016/j.segan.2020.100420

Hassanzadeh, A., Jiang, L., & Winston, R. (2018). Coupled optical-thermal modeling, design and experimental testing of a novel medium-temperature solar thermal collector with pentagon absorber. *Solar Energy*, *173*(August), 1248–1261. https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.08.022

Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía. (2017). Balance del Consumo de energía final España 2017. Retrieved September 17, 2019, from http://sieeweb.idae.es/consumofinal/bal.asp?txt=2017&tipbal=t

International Energy Agency. (2019). *World Energy Outlook Spanish Translation*. Retrieved from www.iea.org/t&c/

jia, T., Huang, J., Li, R., He, P., & Dai, Y. (2018). Status and prospect of solar heat for industrial processes in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *90*, 475–489. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.077

Karathanassis, I. K., Papanicolaou, E., Belessiotis, V., & Bergeles, G. C. (2017). Design and experimental evaluation of a parabolic-trough concentrating photovoltaic/thermal (CPVT) system with high-efficiency cooling. *Renewable Energy*, *101*, 467–483. https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.09.013

Kasaeian, A., Tabasi, S., Ghaderian, J., & Yousefi, H. (2018). A review on parabolic trough/Fresnel based photovoltaic thermal systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.114

Khan, M. S. A., Badar, A. W., Talha, T., Khan, M. W., & Butt, F. S. (2018). Configuration based modeling and performance analysis of single effect solar absorption cooling system in TRNSYS. *Energy Conversion and Management*, *157*, 351–363. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.12.024

Kincaid, N., Mungas, G., Kramer, N., Wagner, M., & Zhu, G. (2018). An optical performance comparison of three concentrating solar power collector designs in linear Fresnel, parabolic trough, and central receiver. *Applied Energy*, *231*(September), 1109–1121. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.153

Kumar, V., Shrivastava, R. L., & Untawale, S. P. (2015). Fresnel lens: A promising alternative of reflectors in concentrated solar power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.

https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.006

Lauterbach, C., Schmitt, B., Jordan, U., & Vajen, K. (2012). The potential of solar heat for industrial processes in Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *16*(7), 5121–5130. https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.04.032

Little, R., Nowlan, M., Bradford, R., & Hebert, D. (2010). The solar breeder factory: Minimizing the cost of photovoltaic energy generation. In *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference* (pp. 2785–2787). https://doi.org/10.1109/PVSC.2010.5616763

Mendeley - Reference Management Software & Researcher Network. (2021). Retrieved October 13, 2019, from https://www.mendeley.com

Mills, D. (2004). Advances in solar thermal electricity technology. *Solar Energy*, *76*(1–3), 19–31. https://doi.org/10.1016/S0038-092X(03)00102-6

Mills, D. R., & Morrison, G. L. (2000). Compact linear fresnel reflector solar thermal powerplants. *Solar Energy*, *68*(3), 263–283. https://doi.org/10.1016/S0038-092X(99)00068-7

Moghimi, M. A., Craig, K. J., & Meyer, J. P. (2017). Simulation-based optimisation of a linear Fresnel collector mirror field and receiver for optical, thermal and economic performance. *Solar Energy*. https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.06.001

Montes, M. J., Barbero, R., Abbas, R., & Rovira, A. (2016). Performance model and thermal comparison of different alternatives for the Fresnel single-tube receiver. *Applied Thermal Engineering*, *104*, 162–175. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.05.015

Morin, G., Karl, M., Mertins, M., & Selig, M. (2015). Molten Salt as a Heat Transfer Fluid in a Linear Fresnel Collector - Commercial Application Backed by Demonstration. *Energy Procedia*, *69*, 689–698. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.03.079

Nixon, J. D., & Davies, P. A. (2012). Cost-exergy optimisation of linear Fresnel reflectors. *Solar Energy*, *86*(1), 147–156. https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.09.024

Pauletta, S. (2016). A Solar Fresnel Collector Based on an Evacuated Flat Receiver. In *Energy Procedia* (Vol. 101, pp. 480–487). https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.061

Pino, F. J., Caro, R., Rosa, F., & Guerra, J. (2013). Experimental validation of an optical and thermal model of a linear Fresnel collector system. In *Applied Thermal Engineering* (Vol. 50, pp. 1463–1471). https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.12.020

Popescu, L. L., Popescu, R. Ş., & Damian, A. (2017). Simulation Study of a Solar Residential Heating System. *Energy Procedia*, *112*, 673–679. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1136

Pulido-Iparraguirre, D., Valenzuela, L., Serrano-Aguilera, J. J., & Fernández-García, A. (2019). Optimized design of a Linear Fresnel reflector for solar process heat applications. *Renewable Energy*. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.08.018

Qiu, Y., He, Y. L., Cheng, Z. D., & Wang, K. (2015). Study on optical and thermal performance of a linear Fresnel solar reflector using molten salt as HTF with MCRT and FVM methods. *Applied Energy*, *146*, 162–173. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.01.135

Red Eléctrica de España. (2018). Las energías renovables en el sistema eléctrico español

2018. Retrieved September 17, 2019, from https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/Renovables-2018.pdf

Sampaio, P. G. V., & González, M. O. A. (2017). Photovoltaic solar energy: Conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *74*, 590–601. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.081

Solatom. (2019a). Estudio de potencial de aplicaciones de calor solar de proceso en media temperatura. Retrieved September 19, 2019, from http://www.solarconcentra.org/wp-content/uploads/2017/10/Estudio-Anualidad-2016.GT-MT.pdf

Solatom. (2019b). Solatom. Retrieved October 10, 2019, from http://www.solatom.com/

Soomro, M. I., & Kim, W. S. (2018). Performance and economic evaluation of linear Fresnel reflector plant integrated direct contact membrane distillation system. *Renewable Energy*. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.06.010

Touma, D., Stevenson, S., Lehner, F., & Coats, S. (2021). Human-driven greenhouse gas and aerosol emissions cause distinct regional impacts on extreme fire weather. *Nature Communications*, *12*(1). https://doi.org/10.1038/s41467-020-20570-w

Tsekouras, P., Tzivanidis, C., & Antonopoulos, K. (2018). Optical and thermal investigation of a linear Fresnel collector with trapezoidal cavity receiver. *Applied Thermal Engineering*, *135*, 379–388. https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2018.02.082

W.T. Xiea, Y.J. Dai, R.Z. Wanga, & K. Sumathy b. (2010). Concentrated solar energy applications using Fresnel lenses: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.03.031

Wang, Y., Lu, B., Chen, H., Fan, H., Taylor, R. A., & Zhu, Y. (2017). Experimental investigation of the thermal performance of a horizontal two-phase loop thermosiphon suitable for solar parabolic trough receivers operating at 200–400 °C. *Energy*, *132*, 289–304. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.05.007

Zhou, Y., & Gu, A. (2019). Learning curve analysis of wind power and photovoltaics technology in US: Cost reduction and the importance of research, development and demonstration. *Sustainability (Switzerland)*, *11*(8). https://doi.org/10.3390/su11082310

Zhu, G. (2017). New adaptive method to optimize the secondary reflector of linear Fresnel collectors. *Solar Energy*. https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.01.005

Zou, B., Dong, J., Yao, Y., & Jiang, Y. (2016). An experimental investigation on a small-sized parabolic trough solar collector for water heating in cold areas. *Applied Energy*, *163*, 396–407. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.186