

Evaluación termoeconómica de la energía solar de concentración para la producción de calor industrial en Uruguay

Daiana De León^a, Pedro Galione^b, Agustín Ghazarian^c, Pedro Curto^d

^a IIMPI, FIng, Universidad de la República, Uruguay, ddeleon@fing.edu.uy.

^b IIMPI, FIng, Universidad de la República, Uruguay, pgalione@fing.edu.uy.

^c IIMPI, FIng, Universidad de la República, Uruguay, aghazarian@fing.edu.uy.

^d IIMPI, FIng, Universidad de la República, Uruguay, pcurto@fing.edu.uy.

RESUMEN: El principal objetivo es evaluar tanto tecnológica como económicamente, el comportamiento de las diferentes tecnologías de concentración solar para su utilización en la generación de energía térmica para industrias con producción de calor de proceso. En particular la evaluación se centra en el análisis de la tecnología cilindroparabólica y la tecnología Fresnel lineal (por sus siglas en inglés, PTC y LFT respectivamente).

La evaluación está compuesta por el estudio de diferentes escenarios, variando las temperaturas de trabajo del fluido térmico, la localidad donde se planea instalar la tecnología, y los parámetros económicos, período de estudio y tasa de descuento.

PALABRAS CLAVE: Concentración solar, calor de proceso, evaluación técnico-económica.

1 INTRODUCCIÓN

La generación de calor de proceso a partir de energía solar térmica de concentración es el principal objetivo a evaluar, entendida ésta como la generación de energía térmica (generalmente en forma de vapor) mediante el calentamiento de un fluido con aporte de radiación solar concentrada. Esta aplicación de la energía solar de concentración no está tan desarrollada mundialmente, en comparación con la de generación de energía eléctrica en centrales de vapor.

La energía solar térmica resulta un potencial candidato para la sustitución de combustibles fósiles y así lograr una disminución en las emisiones de CO₂, y mitigar la dependencia de la generación de calor a partir de fuentes no renovables.

Actualmente, la producción de calor se realiza principalmente mediante la generación de vapor. Este trabajo se enfoca en el rango de temperaturas de entre 100 y 180°C, típico en los procesos de calor industrial y adecuado para la utilización de tecnologías solares de concentración. Este rango se seleccionó a partir del análisis del listado de calderas instaladas en Uruguay, de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) [1].

2 MODELADO

2.1 Modelo empírico

El modelado de ambas tecnologías se realizará mediante datos experimentales. Se utiliza el modelo empírico que se expresa de la siguiente manera:

$$\eta = \eta_0 - (c_1 + c_2 \Delta T) \frac{\Delta T}{DNI} \quad (1)$$

donde η_0 representa el rendimiento óptico, y las constantes c_1 y c_2 están asociadas a las pérdidas térmicas, mientras que DNI es la radiación directa en incidencia normal por unidad de área de apertura, obtenida a partir del Año Típico Meteorológico desarrollado por el Laboratorio de Energía Solar [2]. Las tres constantes presentes en la Eq. 1 son determinadas mediante ensayos experimentales de rendimiento.

A partir del valor de η es posible encontrar la energía generada (E_t) por la planta (Eq. 2).

$$\eta = \frac{E_t}{DNI \times A_{ap}} \quad (2)$$

3 CASOS DE ESTUDIO

3.1 Selección de colectores

Luego de tener disponible la información de varios modelos para ambas tecnologías [3], [4], [5] y [6] (PTC y LFT), se procedió a analizar su comportamiento óptico y térmico para seleccionar un fabricante y modelo de cada tecnología (ver Tabla 1), con los que realizar las simulaciones del comportamiento anual en TRNSYS.

Tabla 1. Características de las tecnologías simuladas

Tecnología	η_0	c_1	c_2
PTC [7]	0,68	0,36	0,011
Fresnel [8]	0,635	0,0265	0,00043

3.2 Tamaños típicos de generadores de vapor en Uruguay y fracción solar.

Mediante el listado de calderas instaladas en Uruguay de URSEA [1], se definieron 3 tamaños que representan los consumos de calor en la industria. A partir de la potencia instalada y suponiendo un régimen de trabajo de la planta de 12 horas por día en 6 días a la semana para los tamaños pequeños y medianos, y de 16 horas por día en 6 días a la semana para el tamaño grande, se estimó la energía anual aproximada que consume cada tamaño seleccionado.

Tabla 2. Tamaños representativos y producción anual de energía

Tamaño	Pot. Gen. (kW)	Energía anual estimada (kW)
Pequeña	70	240000
Mediana	4200	14650000
Grande	13000	58000000

En este trabajo se dimensionó los campos solares de tal manera de obtener una fracción solar del 26% en Salto. Dicho valor fue fijado a partir de los resultados de la simulaciones realizadas en el sitio web del fabricante de Solatom [9], donde se mostraba que con esa fracción solar en general se asegura que no se tienen picos de producción mayor a la potencia de la caldera, lo cual es necesario (aunque no suficiente) para asegurar un aprovechamiento total de la producción solar, sin necesidad de contar con un sistema de acumulación.

Los tamaños definidos se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3. Tamaños de los campos solares evaluados.

Tamaño	PTC	LFT
Pequeña	76 m ²	93 m ²
Mediana	4650 m ²	5736 m ²
Grande	18315 m ²	22720 m ²

3.3 Situaciones de captación consideradas

1. El funcionamiento normal continúa durante toda la noche (cuando no hay radiación solar pero hay pérdidas térmicas).
2. Sin pérdidas nocturnas (limitando el caso de drenar los receptores y almacenar el líquido en un recipiente adiabático).

Los modos de operación considerados son hipotéticos, y podría considerarse que una situación real de funcionamiento se encontrará dentro del margen definido por las situaciones 1 y 2; seguramente más próxima a la situación 2, ya que si se cuenta con un tanque aislado de acumulación podría no perderse calor por la noche. Por lo tanto, los resultados económicos se analizan considerando la situación de generación de calor 2.

3.4 Parámetros de estudio económico y opciones de exoneración de impuestos

El parámetro que se denomina LCOH (costo nivelado del calor, por su siglas en inglés), es una medida basada en el concepto del costo nivelado de la energía. Básicamente, se trata de encontrar el precio de “venta” del calor, que haría rentable el proyecto, para la tasa de descuento y períodos considerados. Dado que no se considerará la situación de venta de calor como un producto, con un precio asociado, en realidad el LCOH puede verse como el precio del combustible/energético que se sustituye, que haría rentable la inversión por el ahorro generado (por el no consumo de dicho combustible/energético). Dicho precio puede calcularse de la siguiente manera:

$$LCOH = \frac{I_0 - S_0 + \sum_{t=1}^T O_y M_t - S_t}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3)$$

Donde I_0 es la inversión inicial, S_0 los subsidios e incentivos al inicio y S_t en el año t , $O&M$ los costos asociados a la operación y el mantenimiento, r la tasa de descuento, E_t la energía generada acumulada en el año t y T el período de análisis.

Los principales beneficios fiscales son la exoneración de cierto porcentaje del IRAE y la exoneración completa del pago del Impuesto al Patrimonio, en el marco de la Ley de Promoción de Inversiones (16.906). A diferencia de lo que sucede en centrales de generación de potencia eléctrica, el análisis económico para la planta de producción de calor no es independiente de la economía de la industria en la que se instala, en particular en lo que refiere a la exoneración de impuestos. Por lo tanto, en este estudio se procedió considerando tres situaciones diferentes, desde el punto de vista de la exoneración de impuestos, con la finalidad de encontrar resultados representativos para la gran mayoría de las industrias del país:

1. Descontando la totalidad del IRAE permitido por la Comisión de aplicación de ley de inversiones (COMAP), en el primer ejercicio.
2. Descontando la totalidad del IRAE permitido por la COMAP, en el máximo período de tiempo posible.
3. Sin descontar IRAE. No se generan ingresos por disminución del pago de impuestos.

El estudio se realizó para dos casos diferentes, en primer lugar utilizando una tasa de descuento del 8%, un período de estudio de 20 años el cual coincide con la vida útil de los equipos. Y por el otro, con una tasa del 12% y un período de estudio de 10 años, por lo cual en este caso se discriminó el análisis incluyendo el valor residual y también sin hacerlo.

3.4.1 Costos de las tecnología LFT y PTC

Para estimar el costo de la planta LFT, se consideraron dos fuentes diferentes, un trabajo previo de España [10] y el sitio web del fabricante de Solatom [9], mientras que para PTC únicamente se contó con el trabajo español [10]. Se tomaron los datos correspondientes a una planta sin acumulación.

La eficiencia del modelo LFT IS-LF11 [8] (utilizado en este trabajo para las simulaciones) parece ser mayor que la del modelo LFT de Solatom [9], ya que el rendimiento anual de energía resultó respectivamente mayor, para el mismo tamaño de planta. Por lo tanto, y para tomar un criterio conservador con respecto a la estimación de costos para plantas de gran tamaño, se adoptó un costo algo mayor en comparación con el de Solatom. Además, siguiendo el criterio conservador, el más alto de ambos precios fue adoptado para plantas de pequeño tamaño (que ya es más alto que el de Solatom).

La Tabla 5 resume los costos específicos utilizados. Para tamaños entre 100 y 15000 m², se usó una correlación lineal, mientras que para tamaños menores de 100m² y mayores de 15000m² se consideró que los precios no cambiaban.

Tabla 5. Inversión inicial específica para dos tamaños representativos de campo solar para LFT.

Tamaño (m ²)	Inversión inicial LFT (USD/m ²)	Inversión inicial PTC (USD/m ²)
100	370	456
15000	200	314

3.4.2 Sustitución de otros energéticos

Los costos de los combustibles Fuel Oil y Leña considerados fueron de 17,7 \$U/m³ y 2,0 \$U/kg, respectivamente, lo cual resulta en valores de 0,0469 y 0,0124 US\$/kWh, respectivamente.

4 RESULTADOS

4.1 Resultados económicos

En esta sección se presentan los resultados de comparar el precio por kWh de la energía solar con los combustibles Leña y Fuel Oil. A modo de resumen y como valores representativos, se muestra lo encontrado para 3 valores de temperatura analizados y para las localidades de Montevideo y Salto.

Las figuras 2 y 3 fueron realizadas utilizando un período de estudio de 20 años y una tasa de descuento del 8%. Mientras que la figura 4 presenta resultados del análisis a 10 años y tasa de 12%.

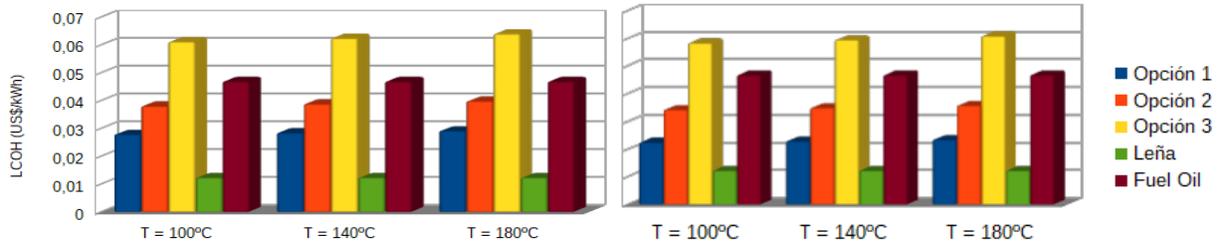


Figura 2. Comparación del LCOH de un campo **Fresnel** de 5736m² con los precios de Leña y Fuel Oil, para diferentes temperaturas de trabajo en **Montevideo** (izq.); y en **Salto** (der.). Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

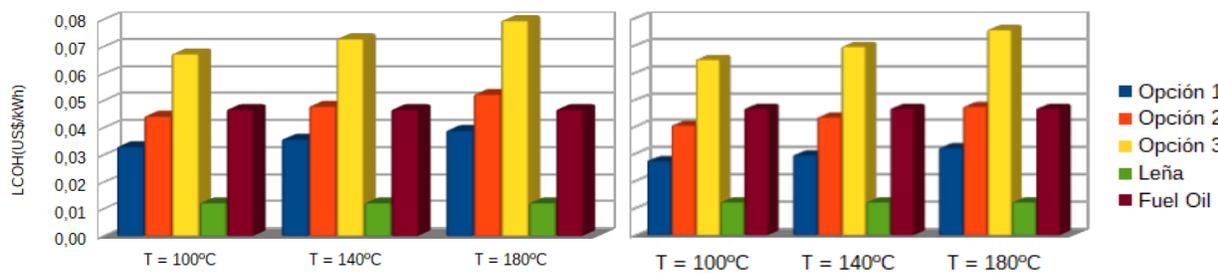


Figura 3: Comparación del LCOH de un campo **PTC** de 4650m² con los precios de Leña y Fuel Oil, para diferentes temperaturas de trabajo en **Montevideo** (izq.); y en **Salto** (der.). Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

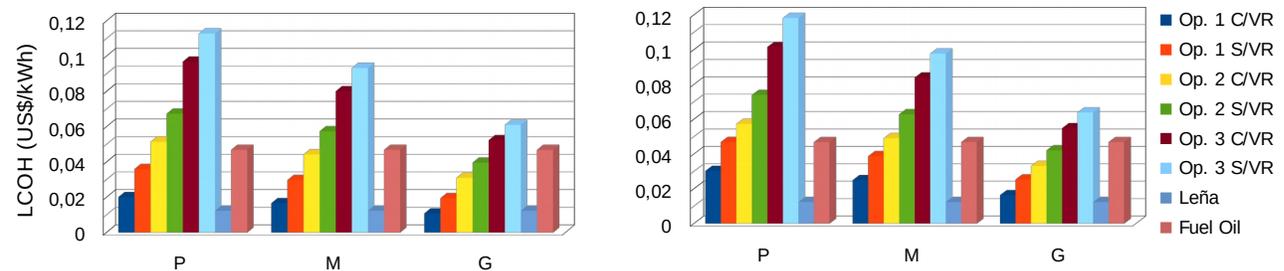


Figura 4. Resultados de LCOH para **Fresnel**, con tasa de descuento de 12% y período de 10 años. **Izquierda:** resultados de **Salto**. **Derecha:** resultados de **Montevideo**. P, M y G: tamaños de campo pequeño, mediano y grande. Op. 1, 2 y 3: diferentes opciones de exoneración. S/VR: sin valor residual; C/VR: con valor residual. Temperatura de trabajo: 140°C.

Se observa que en un período de 20 años y 8% de tasa de retorno, el costo del kWh solar resultante (LCOH), puede ser inferior al de la energía convencional en ciertos escenarios. Esto se cumple principalmente para la tecnología Fresnel frente al Fuel Oil, y más aún para campos solares de gran superficie, que aprovechan al máximo las exoneraciones de IRAE, llegando a valores de LCOH cercanos, pero mayores al precio de la Leña. Se destaca el efecto que tiene sobre el valor de LCOH el aspecto de exoneración de IRAE, el cual es muy significativo.

En cuanto al estudio con tasa de descuento 12% y período de 10 años, se encuentra que la tendencia es muy similar al análisis anterior, teniendo para la opción 1 de exoneración una posible competencia con la leña principalmente al considerar el valor residual, y en general encontrando valores de LCOH que favorecen la utilización de tecnología solar frente al Fuel Oil, exceptuando las opciones de exoneración 2 y 3 si no se tiene en cuenta el valor residual.

5 CONCLUSIONES

Cabe destacar que, en general, se observa una disponibilidad baja de información tanto de parámetros físicos como de costos (especialmente), de tecnologías de concentración solar para aplicaciones de calor industrial de temperaturas medias (entre 100 y 200°C). En este trabajo se ha intentado adoptar hipótesis razonables, e incluso algo conservadoras, a la hora de considerar los rendimientos y costos de los equipos.

Asimismo, se destaca que no se ha tenido en cuenta la inclusión de acumulación de calor, que sería necesario si la curva de consumo del establecimiento está desfasada considerablemente de la generación por energía solar. Desde este punto de vista, los resultados obtenidos aquí son optimistas, en el sentido de asumir que se aprovecha toda la radiación solar posible, sin necesidad de contar con acumulación.

En general la energía solar por concentración resulta competente frente al Fuel Oil en más de uno de los escenarios estudiados, principalmente para las opciones de exoneración 1 y 2 y para tamaños medianos y grandes de campo esta competencia se incrementa favorablemente. En particular, con respecto a la Leña se encuentra que solo para la Opción 3 de exoneración y tamaños de campo grande, las tecnologías de concentración analizadas pueden alcanzar valores de LCOH cercanos a los de este combustible. La tecnología LFT resulta en valores de LCOH menores que la PTC para todos los casos estudiados.

6 AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la ANII, por su financiación del proyecto en el marco del Fondo Sectorial de Energía (FSE_1_2015_1_110011). A URSEA, por la facilitación de la base de datos de calderas del Uruguay. A José Roca por su aporte en el procesamiento de la información de calderas, así como por la interacción acerca de la simulación en TRNSYS y evaluación económica.

7 REFERENCIAS

- [1] Hoja de datos de generadores de vapor en Uruguay. URSEA, 2017.
- [2] Laboratorio de Energía Solar, Universidad de la República, 2018. www.les.edu.uy
- [3] Lillo, E. Pérez, S. Moreno y M. Silva. Process Heat Generation Potential from Solar Concentration Technologies in Latin America: The Case of Argentina. *Energies*, 10 (3), 383, 2017.
- [4] IEA TASK 49, Process Heat Collectors: State of the Art and available medium temperature collectors. 2015.
- [5] D. R. Mills, Linear Fresnel reflector (LFR) technology in “Concentrating solar power technology”, edited by K. Lovegrove and W. Stein, Woodhead Publishing Series in Energy: Number 21, 2012.
- [6] R. Bernhard, J. de Laing, R. Kistner, M. Eck, M. Eickhoff, J.F. Feldhoff, A. Heimsath, H. Hülsey, G. Morin. Linear Fresnel Collector demonstration at the PSA - Operation and investigation. SolarPACES - Electricity, fuels and clean water powered by the sun, Berlin, Alemania, 2009.
- [7] Solar Collector Factsheet NEP Polytrough 1800, NEP Solar AG, 2018. <http://www.spf.ch/fileadmin/daten/reportInterface/kollektoren/factsheets/scf1549en.pdf>
- [8] Technical data, linear Fresnel collector LF-11, Industrial Solar GmbH, 2018. <https://www.industrial-solar.de/en/products/fresnel-collector/>
- [9] Energía Solar para Procesos Industriales, ReSPI, Solatom, <http://www.resspi.com/>, 2018.
- [10] Mercado potencial en España y aplicaciones en tecnologías solares de concentración de media temperatura. Solar Concentra, España, 2015.