



UNIVERSIDAD
DE LA REPUBLICA
URUGUAY



Proyecto ANII FSE_1_2015_1_110011:

“Evaluación del potencial de generación termoeléctrica por concentración solar en el Uruguay”

Informe: Modelación y resultados de análisis sobre la aplicabilidad de plantas CSP para la generación de calor para procesos industriales, en el Uruguay





Equipo para la elaboración de este informe:

Daiana De León, Pedro Galione, Agustín Ghazarian, Pedro Curto
(*Departamento de Termodinámica Aplicada, IIMPI, Facultad de Ingeniería,
Universidad de la República*)

Responsables del proyecto:

Gonzalo Abal (Responsable. *Laboratorio de Energía Solar, UdelaR*)

Pedro Galione (Corresponsable. *DTA, IIMPI, UdelaR*)

Agradecimientos:

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.



Índice

1 Introducción	1
1.1 Objetivos	1
1.2 Generación de calor en la industria	1
2 Descripción de tecnologías:	3
2.1 Cilindroparabólica	3
2.2 Fresnel	4
3 Modelado de tecnologías	5
3.1 Modelo empírico	6
3.1.1 Ángulo de incidencia y rendimiento óptico	6
3.1.2 Razón de concentración	8
3.2 Implementación en TRNSYS	9
3.2.1 Módulos utilizados	9
3.2.1.1 Tratamiento de datos	9
3.2.1.2 Procesador de Radiación	10
3.2.1.3 Tecnología Solar	11
4 Análisis Económico	13
4.1 Metodología	14
5 Casos de estudio	15
5.1 Modelos de concentradores seleccionados	16
5.1.1 Modelos seleccionados	19
5.1.2 Relación de concentración	21
5.1.3 Parámetros de los modelos simulados	22
5.1.4 Fluido de Trabajo	22
5.2 Datos meteorológicos y localización	23
5.3 Modos de operación de la planta	23
5.3.1 Situaciones consideradas:	24
5.4 Tamaños típicos de generadores de vapor y fracción solar	24
5.5 Costos y parámetros económicos	25
5.5.1 Tecnología Cilindroparabólica	25
5.5.2 Tecnología Fresnel	26
5.5.3 Sustitución de otros energéticos	28
5.5.4 Otros parámetros económicos	28
6. Resultados	29



6.1 Resultados de desempeño energético	29
6.1.1 Energía generada y rendimiento por módulo concentrador	31
6.1.2 Fracción solar y tamaño de campo	35
6.2 Resultados económicos	37
6.2.1 Resultados de LCOH al variar la temperatura de trabajo	38
6.2.2 Resultados de LCOH al variar la localidad	42
6.2.3 Resultados de LCOH y comparación con Leña y Fuel Oil	45
6.2.4 Resultados de LCOH a 10 años con tasa de descuento del 12%	51
7. Conclusiones	52
Referencias	55
Anexos	58
Anexo 1	58
Anexo 2	61



1 Introducción

1.1 Objetivos

El principal objetivo es evaluar tanto tecnológicamente 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 tanto las temperaturas de trabajo del fluido térmico, como la localidad donde se planea instalar la tecnología. Y también observando cómo se comportan las tecnologías frente a la modificación de ciertos parámetros geométricos, principalmente la influencia de la relación de concentración en la producción de energía.

1.2 Generación de calor en la industria

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 provocar una disminución en las emisiones de CO₂, y mitigar la dependencia de la generación de calor a partir de fuentes no renovables.

La potencial aplicación de tecnologías solares en la industria es amplia, ya que éstas permiten elevar la temperatura del fluido caloportador a valores entre 45°C y 400°C. Las características del proceso determinan la temperatura requerida para el fluido de trabajo y mediante ésta se suele fijar el tipo de tecnología solar a utilizar.

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). De ese mismo listado se obtuvo una distribución de las calderas en función del combustible utilizado (Fig. 1).

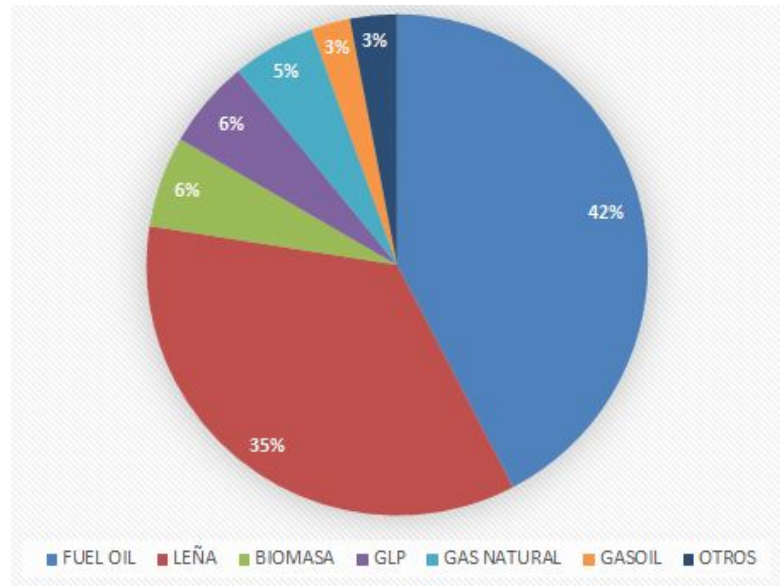


Figura 1: Distribución de combustibles utilizados en los generadores de vapor del Uruguay.

Se observa que de la totalidad de las calderas registradas en URSEA la gran mayoría utilizan Leña o Fuel Oil como combustible, el Fuel Oil en mayor medida pero con muy poca diferencia respecto a la Leña. También se presenta en la figura 2, la distribución de ramas industriales en las cuales se encuentran los generadores de vapor registrados en URSEA.

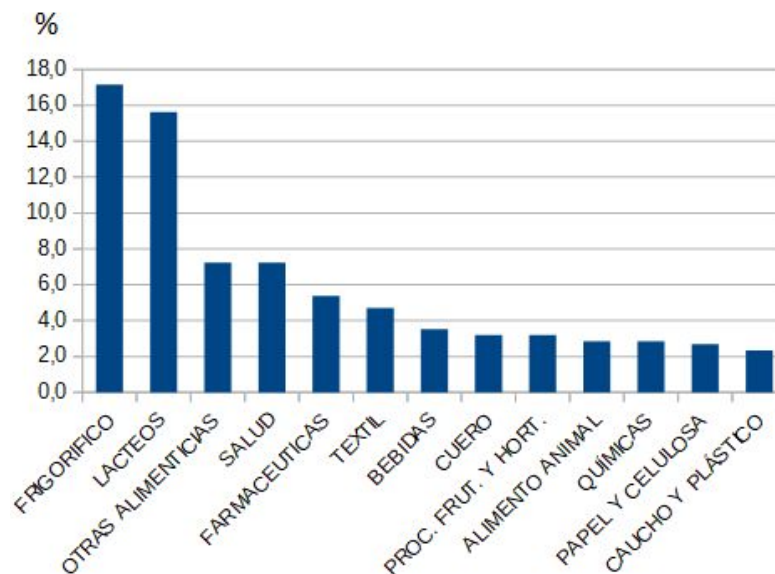


Figura 2 : Distribución de ramas industriales donde se encuentran la mayoría los generadores de vapor del Uruguay.

Se encuentra en la bibliografía disponible que hay diferentes configuraciones posibles para incluir la tecnología solar en la planta convencional existente. La International Energy Association [IEA, 2015a] define en función de la categoría del consumidor de calor (Supply

level o Process level) y en combinación con la forma convencional de suministro de energía térmica, diferentes conceptos de integración para el calor solar.

En el nivel de proceso, se distinguen tres clases generales de conceptos de integración. La primera clase es la integración de un intercambiador de calor externo alimentado por energía solar térmica. La segunda clase es la integración de una superficie adicional de intercambiador de calor en consumos finales como baños, tanques, etc. La tercera clase es la generación solar de vapor.

Para el caso de la integración directa de generación de vapor, [IEA, 2015a] propone la configuración que se presenta en la figura 3.

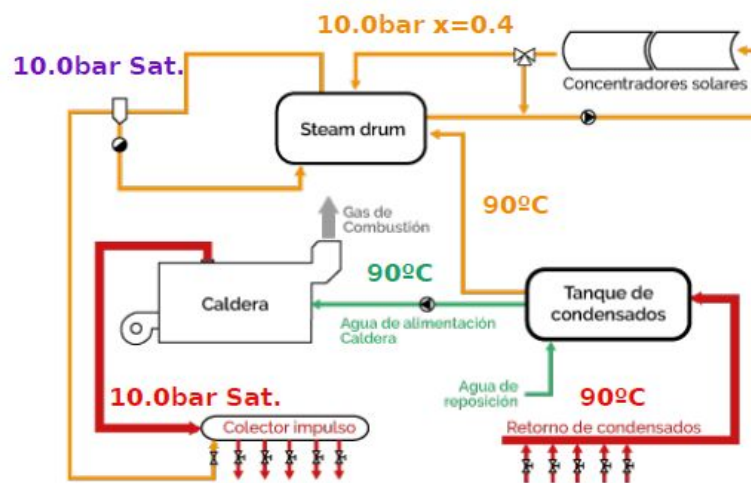


Figura 3: Esquema de conexión (SL_S_PD). [IEA, 2015a]

2 Descripción de tecnologías:

2.1 Cilindroparabólica

La gran área de apertura de estos colectores, que consisten en espejos de forma parabólica (ver Figs. 4 y 5), refleja la radiación directa en el pequeño tubo absorbente, ubicado en el foco de la parábola, calentando el fluido que circula por dentro del mismo. La radiación solar es transformada en energía térmica en forma de calor sensible o latente asociado al fluido. Esta energía térmica es usada luego para alimentar la demanda térmica del proceso.

Un sistema de seguimiento logra mantener el área de apertura lo más perpendicular posible a la radiación incidente, girando los colectores alrededor de un eje, dispuesto en dirección norte-sur o este-oeste.

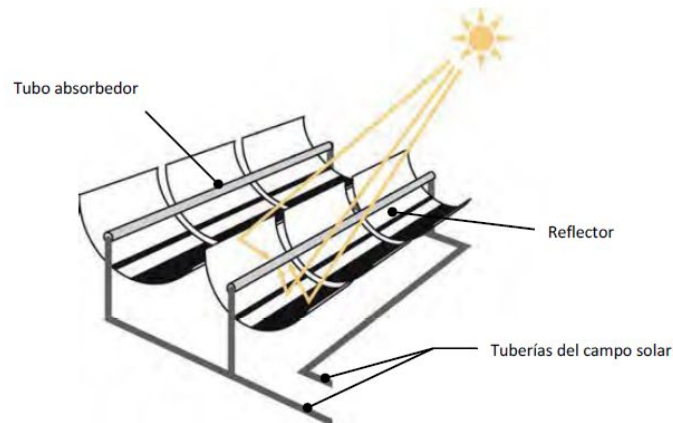


Figura 4: Esquema colector cilindroparábólico. Fuente: Mercado Potencial en España y aplicaciones en tecnologías solares de concentración de media temperatura [MPE, 2015].



Figura 5: Instalación de canal parabólico, Minera El Tesoro, Chile. Fuente: Minera El Tesoro. Abengoa Solar [MPE, 2015].

2.2 Fresnel

El origen de los concentradores lineales Fresnel se basa en la idea de simular un concentrador continuo, en este caso un canal parabólico, utilizando filas de espejos dispuestos adecuadamente sobre un plano (ver Fig. 6). De esta forma se evitan los típicos problemas de construcción asociados a los concentradores cilindroparábólicos de gran tamaño y permitiendo entonces soluciones de menor costo. Aparte de la mayor facilidad de construcción de las superficies reflectoras, el seguimiento solar se realiza únicamente con el movimiento de los espejos y no del tubo absorbedor, el cual permanece inmóvil, simplificando la conexión entre absorbedores asociados a diferentes colectores.

Un sistema Fresnel está compuesto por largas filas paralelas de espejos de pequeño ancho que pueden girar alrededor de su eje longitudinal. Los espejos concentran la radiación solar sobre un receptor central fijo suspendido a cierta altura sobre el plano de los espejos en la dirección del eje de rotación de los mismos. El elemento principal del receptor es el tubo absorbedor, que es esencialmente igual al empleado en los sistemas de canal parabólico.



La temperatura de trabajo de los concentradores Fresnel se encuentra entre los 150 y 300°C, lo cual lo convierte en candidato de generación de energía solar térmica para calor de proceso.



Figura 6: Central Reliance Areva de 125 MW de reflector Fresnel lineal (LFR) [Lil, 2017].

3 Modelado de tecnologías

Para realizar una modelación del comportamiento térmico de los concentradores solares, es necesario contar con información específica, ya sea correspondiente a parámetros físicos y geométricos de los diferentes componentes, o coeficientes determinados de forma experimental que condensan la información necesaria para el cálculo del rendimiento.

Si se cuenta con suficiente información geométrica y física detallada, es posible utilizar modelos físicos para la determinación del rendimiento, los cuales dependen de una cantidad considerable de parámetros. Por otra parte, de no ser posible una modelación física, es posible determinar el rendimiento a partir de unos pocos parámetros determinados de forma experimental, los cuales caracterizan el funcionamiento del equipo bajo ciertas condiciones (modelo empírico).

Para la totalidad de los fabricantes se encontró que brindaban información de la tecnología a partir de ensayos experimentales de rendimiento, y resultó sumamente difícil obtener datos para el modelado de varias tecnologías a partir de parámetros físicos. Por este motivo, en este informe, el análisis de todas las tecnologías se realiza utilizando el modelo empírico.



3.1 Modelo empírico

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

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

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. Las tres constantes presentes en la Eq. 1 son determinadas mediante ensayos experimentales de rendimiento.

La expresión de rendimiento puede encontrarse, en la literatura técnico-científica, expresada de diferentes formas. En particular, en lo que concierne a la radiación incidente, puede utilizarse la radiación directa o total incidente sobre el plano de apertura (G_b o G_T), o la radiación directa en plano perpendicular a la dirección de propagación (DNI). En este trabajo se toma con respecto a la DNI (Ec. 1), lo cual facilita el cálculo y la comparación de desempeños de las diferentes tecnologías, Fresnel y PTC.

Tanto el rendimiento óptico (η_0) como los coeficientes de pérdidas térmicas (c_1 y c_2) dependen de algunos parámetros relevantes, como se describe a continuación.

3.1.1 Ángulo de incidencia y rendimiento óptico

En general, el rendimiento óptico que se encuentra en los catálogos de fabricantes, corresponde con un rendimiento a incidencia de radiación normal (o perpendicular) al área de apertura ($\eta_{opt,0}$). Este rendimiento depende de la reflectividad de las superficies reflectoras, de la precisión con la que se logre el direccionamiento de la radiación desde las superficies reflectoras hacia el tubo absorbedor y de la transmisividad y absorptividad del vidrio del tubo absorbedor.

La radiación directa del sol no suele ingresar por la dirección normal al área de apertura del colector, sino con cierto ángulo de incidencia θ . El área reflectora del concentrador se define como el área que se encuentra “visible” o “enfrentada” al sol. Depende del ángulo de incidencia de la radiación solar, disminuyendo si el ángulo de incidencia es mayor.

El área reflectora efectiva (A_θ) puede calcularse con base en el área de apertura (A_{ap}):

$$A_\theta = A_{ap} \times \cos(\theta) \quad (2)$$



Al factor $\cos(\theta)$ generalmente se lo denomina eficiencia coseno (η_{\cos}). Dicha “eficiencia” no es el único factor que depende del ángulo de incidencia que disminuye la eficiencia óptica total del colector.

El modificador por ángulo de incidencia (por sus siglas en inglés, *IAM*) es un factor de reducción que hace referencia, entre otras cosas, al acortamiento de la apertura del colector (pérdidas de superficie útil en los extremos del colector), tubo de absorción sin radiación solar directa debido a intersticios entre los espejos, sombras proyectadas por los soportes del elemento del colector, cambio en la reflectancia del espejo o precisión durante el ensamblaje. El rendimiento óptico a diferentes ángulos de incidencia ($\eta_{opt,\theta}$) se obtiene a partir de mediciones ópticas y térmicas y comparándolas con la eficiencia $\eta_{opt,0}$ a $\theta = 0^\circ$ [Wei, 2014].

$$IAM(\theta) = \frac{\eta_{opt,\theta}}{\eta_{opt,0}} \quad (\eta_{opt,\theta} \text{ no incluye } \eta_{\cos}) \quad (3)$$

El rendimiento óptico total (primer término de la derecha en la Ec. 1), que incluye los efectos de reducción de área reflectora efectiva y de modificación del ángulo de incidencia, se puede expresar del siguiente modo:

$$\eta_0 = \eta_{opt,0} \eta_{\cos} IAM(\theta) \quad (4)$$

El ángulo de incidencia θ puede descomponerse en dos componentes, longitudinal y transversal. Estos ángulos están definidos por la normal a la superficie de apertura y la proyección del rayo incidente sobre dos planos perpendiculares entre sí: el plano longitudinal, perpendicular al área de apertura y que contiene al eje; y el transversal, perpendicular al eje.

En el caso de la tecnología cilindroparábólica, la modificación del ángulo de incidencia corresponde únicamente al ángulo de incidencia longitudinal, ya que el transversal es prácticamente cero (incidencia normal al colector, en el plano perpendicular al eje) y generalmente no se corrige.

Esto no es así para la tecnología Fresnel, ya que en ésta, la superficie de apertura no sigue al sol y permanece horizontal (ver Fig. 6). Debido a que ambas componentes del ángulo de incidencia son diferentes a cero, existe modificador de ángulo de incidencia longitudinal y transversal, los cuales se multiplican para obtener el *IAM*. En realidad, cada espejo que conforma la superficie reflectora gira respecto de su propio eje, desviándose de la posición horizontal, pero independientemente uno de otro, de forma de proyectar la radiación sobre el absorbedor lineal. El hecho de que en realidad los espejos no estén orientados en el plano horizontal, y que por ende tengan una superficie “efectiva” algo mayor a la resultante de aplicar el η_{\cos} , se corrige con el *IAM* (que da mayor a 1 para algunos ángulos de incidencia).

Cabe resaltar que no hay un consenso general acerca de la definición del *IAM* y de cómo presentar el rendimiento de un colector solar de concentración. En algunos casos, es



posible encontrar que los valores presentados de IAM ya incluyen el efecto coseno (η_{cos}), entre otras variaciones. Por mayor información al respecto, se sugiere consultar [Eck, 2014].

3.1.2 Razón de concentración

La razón de concentración, C_r , puede determinarse geométricamente como el cociente entre la superficie de apertura solar A_{ap} y la superficie del tubo de absorción A_{abs} . El objetivo de la concentración de la radiación es aumentar la temperatura alcanzable en el tubo receptor y, por consiguiente, la exergía del fluido de trabajo. Cuanto menor es la superficie del tubo de absorción, menores serán las pérdidas térmicas por radiación, convección y conducción, las cuales son proporcionales a A_{abs} . Asimismo, una reducción adicional de las pérdidas se logra mediante el uso de tubos de vacío (inhibiendo la convección) y dotando al tubo de absorción de un recubrimiento con un coeficiente de emisión bajo dentro del correspondiente rango de longitud de onda (reducción de pérdidas por radiación). El tubo de absorción debe tener un diámetro pequeño para mantener las pérdidas térmicas en niveles bajos, pero lo suficientemente grande para permitir un elevado factor de interceptación de la radiación solar incidente.

A continuación se presentan las expresiones de C_r y de las pérdidas térmicas Q_{loss} , de forma simplificada¹ [Duf, 1974]:

$$C_r = \frac{A_{abs}}{A_{ap}} \quad (5)$$

$$Q_{loss} = A_{abs} \left[h_w(T_r - T_{amb}) + \varepsilon\sigma(T_r^4 - T_{sky}^4) + U_{cond}(T_r - T_{amb}) \right] \quad (6)$$

Donde h_w y U_{cond} son los coeficientes de pérdidas por convección y conducción, ε es la emisividad de la superficie absorbidora y T_r , T_{amb} y T_{sky} son las temperaturas de receptor (absorbedor), ambiente y de cielo, respectivamente. Dividiendo por A_{ap} , y haciendo aparecer C_r resultan en:

$$Q_{loss}'' = \frac{Q_{loss}}{A_{ap}} = \frac{A_{abs}}{A_{ap}} \left[h_w(T_r - T_a) + \varepsilon\sigma(T_r^4 - T_{sky}^4) + U_{cond}(T_r - T_a) \right] \quad (7)$$

$$Q_{loss}'' = \frac{1}{C_r} \left[h_w(T_r - T_a) + \varepsilon\sigma(T_r^4 - T_{sky}^4) + U_{cond}(T_r - T_a) \right] \quad (8)$$

Observando que el rendimiento (η) puede escribirse en función de las pérdidas específicas Q_{loss}'' y del rendimiento óptico de la siguiente manera:

$$\eta = \eta_0 - \frac{Q_{loss}''}{DNI} \quad (9)$$

¹ Para una mejor descripción de las pérdidas y la transferencia de calor y balances de energía en un concentrador lineal, puede referirse al Informe sobre *Generación de electricidad con CSP*, de este mismo proyecto.



$$\Rightarrow \eta = \eta_0 - \frac{1}{C_r DNI} \left[h_w(T_r - T_a) + \varepsilon\sigma(T_r^4 - T_{sky}^4) + U_{cond}(T_r - T_a) \right] \quad (10)$$

se concluye que la relación de concentración afecta directamente al rendimiento de conversión, por lo cual será otro parámetro a tener en cuenta al momento de comparar tecnologías.

La ecuación 10 es una ecuación simplificada para el cálculo del rendimiento de un concentrador lineal, en función de parámetros geométricos y físicos, que puede condensarse en una ecuación como la 1, a través de la realización de ensayos y parametrización.

3.2 Implementación en TRNSYS

TRNSYS se trata de un software empleado para simular el comportamiento de sistemas transitorios. Ofrece una alta flexibilidad en la elección y disposición de los componentes del sistema, permitiendo construir el sistema que se desee mediante la elección, la conexión de los componentes individuales y la definición de los mecanismos de control. En definitiva, se trata de un software que presenta grandes posibilidades y que sirve tanto para el modelado de componentes individuales como para la simulación del comportamiento global de una planta. [TRa, 2017]

Para este trabajo se utilizaron varios *Types* (módulos, o componentes) que la librería de TRNSYS tiene a disposición. La lectura de datos se realizó utilizando el *Type* 9, para el procesamiento de la radiación el *Type* escogido fue el 16, el cual se vinculó al 9.

En cuanto al modelo de la tecnología a estudiar, se encontró que el *Type* 1288 era el indicado, ya que era de los más actualizados en cuanto a la simulación de tecnología solar y además es adaptable tanto para Cilindroparabólico como para tecnología lineal Fresnel.

A continuación se hará una breve descripción de cada uno de ellos. Cabe destacar que también para implementar el “circuito” de simulación fueron necesarias herramientas como calculadoras para hacer cálculos intermedios, módulos integradores necesarios para conocer por ejemplo, la energía anual generada e impresoras que permitían crear un archivo de texto con los resultados obtenidos.

3.2.1 Módulos utilizados

3.2.1.1 Tratamiento de datos

Este componente sirve para leer datos en intervalos de tiempo regulares desde un archivo de datos, convirtiéndolo en un sistema de unidades deseado, y ponerlo a disposición de otros componentes de TRNSYS como funciones variables en el tiempo.

Los modos de operación permiten usar archivos que comienzan al principio del año o al comienzo del período simulado.



El archivo a ser leído por el *Type 9* en este caso será el Año típico meteorológico para Uruguay, el cual fue elaborado por el Laboratorio de Energía Solar (LES) [LES, 2018] y es un producto que se encuentra a disposición de forma pública.

3.2.1.2 Procesador de Radiación

Los datos de radiación solar generalmente se toman a intervalos de una hora y en una superficie horizontal. En la mayoría de las simulaciones de *TRNSYS*, se requieren estimaciones de la radiación a intervalos de tiempo distintos de una hora. Este componente interpola los datos de radiación, calcula varias cantidades relacionadas con la posición del sol y estima la radiación en varias superficies de orientación fija o variable.

Esta instancia de *Type 16* toma valores integrados por hora de radiación total horizontal y directa normal como entradas. Puede usar varios algoritmos para calcular la radiación en superficies inclinadas como Hay y Davies, Pérez, Reindl, etc.

Por todas estas características, para procesar la radiación se utilizó este *Type 16*, en el mismo se deben setear parámetros que dependen principalmente de la localidad en estudio:

- Latitud
- Longitud
- Meridiano
- “Shift in solar time”: tiene en cuenta las diferencias entre la hora solar y la hora local.
- Reflectancia del suelo: 0.2 constante
- Pendiente de la superficie o eje: 0 (en este caso es el suelo)
- Azimut del eje de la superficie: 0

El modo de tracking se fijó dependiendo de la tecnología (PTC o LFT). Para el cilindroparábólico el tracking elegido es el modo 3: “Seguimiento de un solo eje; eje paralelo a la superficie”. En cambio, para la tecnología Fresnel, se aproximó por una superficie horizontal fija, ya que cada espejo que conforma la superficie reflectora estará orientado de forma diferente, pero todos se encuentran dispuestos en un plano horizontal (ver Fig. 6).

A este procesador se le ingresan también los datos del *AMTuy* a través del *Type 9* (radiación total en el plano horizontal y DNI), y mediante los parámetros seteados devuelve radiación incidente sobre la cantidad de superficies que uno desee especificar, en forma de radiación directa y difusa.



3.2.1.3 Tecnología Solar

El *Type 1288*, de la librería de componentes solares *TESS* de *TRNSYS*, modela un colector solar concentrador lineal. En la forma más simple de un concentrador parabólico lineal, el fluido pasa a través de un tubo largo evacuado que fluye a lo largo de un eje norte-sur (o este-oeste) y es horizontal al plano del suelo. El concentrador *Type 1288* se modela en base a una ecuación dinámica para la expresión del rendimiento, la cual depende de seis constantes que se determinan mediante ensayo, según la norma EN12975-2-2006 [TES, 2017]. Sin embargo, en este trabajo se utilizarán solamente las dos primeras constantes $c1$ y $c2$, ya que son las que se pudieron obtener para cada modelo. El resto de constantes se dejan igual a cero, lo cual resulta en la ecuación 1.

Como se explica en la sección 3.1.1, para los concentradores parabólicos lineales solo se necesita un único modificador de ángulo de incidencia, mientras que para el caso de Fresnel, dos. En este último caso, se utiliza el mismo *Type* pero descomponiendo el ángulo de incidencia en las direcciones longitudinales y transversales, ya que este modelo tiene en cuenta esta posibilidad. Para cualquier ángulo de incidencia solar dado, *Type 1288* llama a la rutina de utilidad de lectura de datos *TRNSYS*, que devuelve el valor correspondiente del modificador de ángulo de incidencia.

Este *Type* permite especificar la cantidad de colectores en serie, el área total del campo, el calor específico del fluido de trabajo, el rendimiento óptico, los coeficientes de pérdidas térmica de la tecnología ($c1$ y $c2$), la temperatura inicial del colector.

Se debe tener en cuenta si los datos de *IAM* con los que se cuenta ya incluyen el efecto coseno o no. Este *Type* considera aparte este efecto, por lo que si se cuenta con datos que ya lo incluyen, hay que modificarlos en consecuencia.

Las variables de entradas para el *Type 1288* son:

- Temperatura de entrada del fluido al campo solar
- Flujo de fluido de trabajo circulante (kg/hr),
- Temperatura ambiente
- Temperatura del cielo
- Radiación directa sobre la superficie en estudio
- Radiación difusa del cielo que incide sobre el colector
- Radiación difusa reflejada en el suelo que incide sobre el colector
- Pendiente del colector
- Ángulo de incidencia



- Zenit solar
- Azimut solar
- Azimut del colector

El *Type* permite integrarle muchas variables de entrada, pero dado que se trabajó con el modelo empírico, no todas participaban en la determinación del funcionamiento de la tecnología.

Todas las variables referidas a radiación incidente y tanto el ángulo de incidencia como los ángulos solares eran proporcionados por el procesador de radiación que los calculaba.

En tanto, el azimuth del colector, se ingresa mediante una calculadora que para el caso del PTC es -90 durante la mañana, 0 en el mediodía solar (*ángulo horario* = 0) y $+90$ durante la tarde. Y en el caso de LFT se tomó al azimuth del colector igual a 0 durante todo el día ya que se aproximó la superficie del colector como una superficie horizontal siempre. Vale aclarar que *TRNSYS* solicita por un lado el azimuth del eje que vale siempre 0 y por el otro el azimuth del área de apertura que es el que se modela como se mencionó anteriormente.

La implementación de la variación del azimuth del colector se realizó mediante una herramienta de *TRNSYS*, denominada calculadora, que permite trabajar con sentencias comparativas, similares a las funciones *if*, *else*, o *elseif*.

Dicha implementación fue validada calculando mediante *Octave* el mediodía solar, el cual ocurre cuando el ángulo horario toma el valor 0 . Para calcularlo se utilizaron las expresiones que se presentan a continuación.

$$t_s - t_{std} = 4(L_{std} - L_{loc}) + E \quad (11)$$

Donde t_s es el tiempo solar, t_{std} el tiempo estándar, L_{std} es el meridiano estándar de la zona horaria local, L_{loc} es la longitud de la ubicación en cuestión, midiéndose la misma en grados oeste con $0^\circ < L < 360^\circ$ y E es un término que se utiliza para corregir la relación que se calcula de la siguiente forma.

$$E = 229.2 \left(0.000075 + 0.001868 \cos \left((n-1) \frac{360}{365} \right) - 0.032077 \sin \left((n-1) \frac{360}{365} \right) - 0.014615 \cos \left(2(n-1) \frac{360}{365} \right) - 0.04089 \sin \left(2(n-1) \frac{360}{365} \right) \right) \quad (12)$$

Y finalmente el ángulo horario,

$$w = (t_s - 12)15^\circ \quad (13)$$

En la Figura 7 se observa el esquema de conexión entre los diferentes *Types* de *TRNSYS* utilizados.

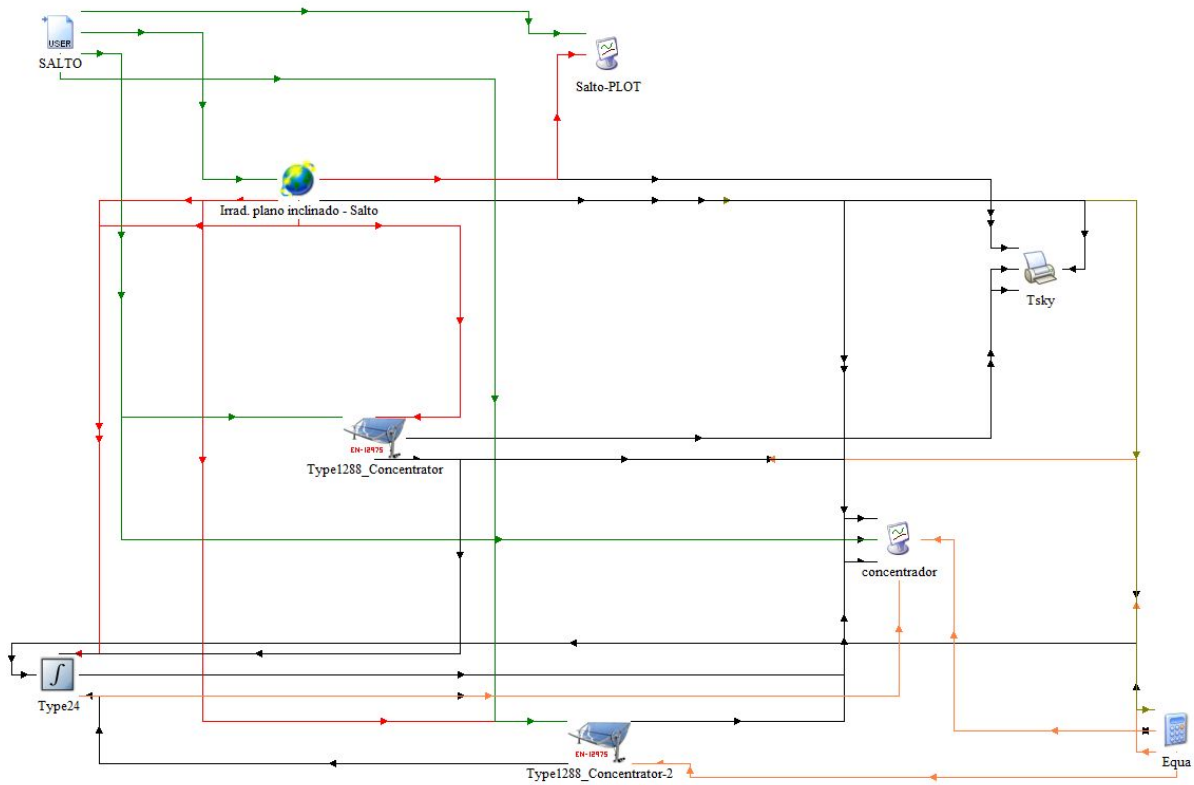


Figura 7: Implementación en *TRNSYS* del caso de estudio, ejemplo localidad Salto.

4 Análisis Económico

En este capítulo se describe el procedimiento para realizar el análisis de viabilidad económica de la instalación de concentradores solares en una planta industrial, para la generación de calor para proceso.

Debido a que el enfoque de este trabajo es el de incorporar una planta solar a una instalación industrial, se considera que, por una parte, ésta cuenta con otra fuente de energía para la generación de calor; y por otra, el calor producido no será un producto a vender, sino un insumo para la producción de otros bienes.

Por lo tanto, las ventajas económicas de la incorporación de estas tecnologías vendrán por la menor utilización de otras fuentes, las cuales tienen un costo de adquisición, y por la exoneración del pago de impuestos (IRAE) debido al régimen de promoción de inversiones. En este trabajo, se consideran como fuentes a sustituir, el Fuel Oil y la Leña, lo cual se justifica por lo mencionado en el capítulo 1.



4.1 Metodología

La metodología implementada en esta sección es similar a la descrita en el Informe sobre Generación de electricidad con CSP, de este mismo proyecto, donde se explica en mayor detalle tanto el procedimiento a seguir como los impuestos y beneficios fiscales que se deben tener en cuenta para este tipo de proyectos.

Generalmente, para el estudio de viabilidad económica se suele trabajar con el Valor actualizado neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), pero al tratarse de energía existe un parámetro que se denomina LCOH (costo nivelado del calor, por su siglas en inglés), que es una medida basada en el concepto del costo nivelado de la energía, generalizado en el sector de la energía eléctrica (LCOE). 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).

Se obtuvo de la siguiente manera:

$$LCOH = \frac{I_o - S_o + \sum_{t=1}^T \frac{O\&M_t - S_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (16)$$

Donde $LCOH$ es el costo nivelado de calor (en US\$/kWh), I_o es la inversión inicial en US\$, S_o los subsidios e incentivos al inicio y S_t en el año t (en US\$), $O\&M$ los costos asociados a la operación y el mantenimiento (en US\$), r la tasa de descuento (en %), E_T la energía generada acumulada en el año t (en kWh) y T el período de análisis (en años).

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, lo cual implica que año a año dicho monto pierda valor ya que será afectado por la tasa de descuento correspondiente.
3. Sin descontar IRAE. Este caso es el menos beneficioso para la empresa, ya que esta no genera ingresos por disminución del pago de impuestos.

A partir del flujo de caja es posible evaluar la rentabilidad del proyecto, y también la sensibilidad del mismo respecto a parámetros que tienen cierta influencia.

En este trabajo no se estudió la posibilidad de contar con capital mixto para realizar la inversión. En general, la rentabilidad obtenida para inversiones con capital mixto es mayor que la de capital propio exclusivamente. Por lo tanto, se entiende los resultados obtenidos, desde este punto de vista, pueden ser considerados conservadores.

5 Casos de estudio

Para modelar casos de aplicación de generación de calor a partir de energía solar, en primera instancia se procedió a buscar datos de fabricantes de tecnologías tanto Cilindroparabólica como Fresnel con la intención de seleccionar dentro de la lista disponible, las que bajo ciertos criterios, definidos en la sección siguiente, mejor se desempeñarán para el fin del estudio.

Dado que las plantas para generación de calor industrial no requieren, en muchos casos, lograr temperaturas mayores a los 200°C, la calidad constructiva, y por ende el costo, de las tecnologías fabricadas con esta finalidad es menor que las de aquellas cuya aplicación objetivo es la de generación de potencia eléctrica.

No es sencillo encontrar información acerca de las características constructivas y de rendimiento de las tecnologías Cilindroparabólica y Fresnel para aplicaciones de calor industrial, a diferencia de lo que sucede con las de generación eléctrica. Se realizó una intensa búsqueda impulsada principalmente por la necesidad de conocer el rendimiento óptico, el modificador del ángulo de incidencia (*IAM*) y los coeficientes de modelado que permiten evaluar las pérdidas térmicas asociadas a cada tecnología.

La información puesta a disposición por parte de los fabricantes, corresponde comúnmente (pero no tan abundantemente) a gráficos del *IAM* en función del ángulo de incidencia, el rendimiento óptico y los parámetros asociados a las pérdidas térmicas. Así como la relación de concentración (C_r), la cual, o estaba disponible directamente o era posible inferirla a partir de las áreas correspondientes presentes en el catálogo.

5.1 Modelos de concentradores seleccionados

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

Tabla 1: Listado de tecnologías PTC encontradas para evaluar.

	<i>Fabricante o Fuente</i>	$\eta_{opt,0}$	c_1 [W/m^2K]	c_2 [W/m^2K^2]	C_r	$T_{m\acute{a}x}$ [$^{\circ}C$]
1	[Lil, 2017]	0.718	0.500	0.0005	--	--
2	Solitem [IEA, 2015b]	0.75	0.1123	0.00128	15	250
3	Trivelli [IEA, 2015b]	0.70	0.70	0	--	250
4	Abengoa PT-1 [IEA, 2015b]	0.71	0.437	0.0029	50	288
5	Abengoa RMT [IEA, 2015b]	0.65	0.404	0.0027	50	205
6	Solarite 2300 [IEA, 2015b]	0.641	0.4201	0.00119	57.5	250
7	Solarite 4600 [IEA, 2015b]	0.757	0.0191	0.00006	66	400
8	Nep [IEA, 2015b]	0.689	0.36	0.00110	17	230

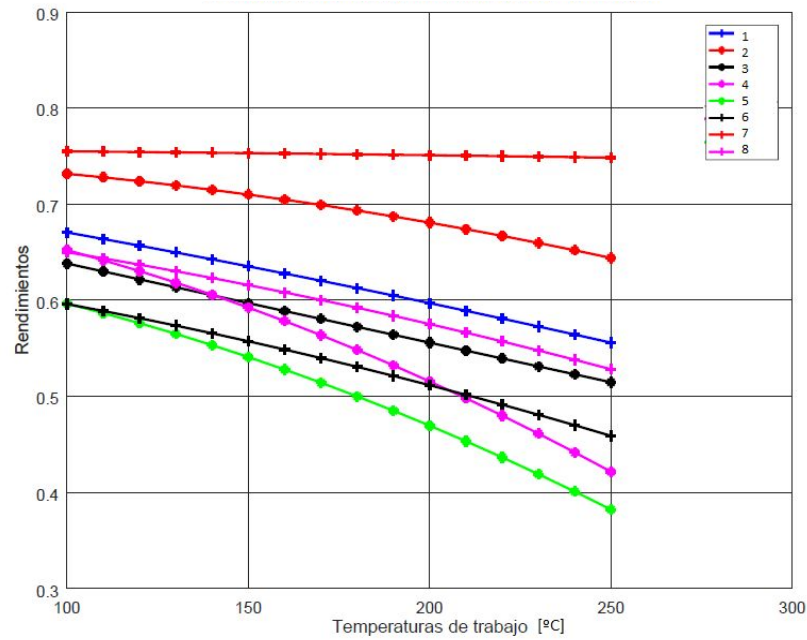


Figura 8: Rendimiento en función de la temperatura de trabajo para tecnología PTC de Tabla 1.

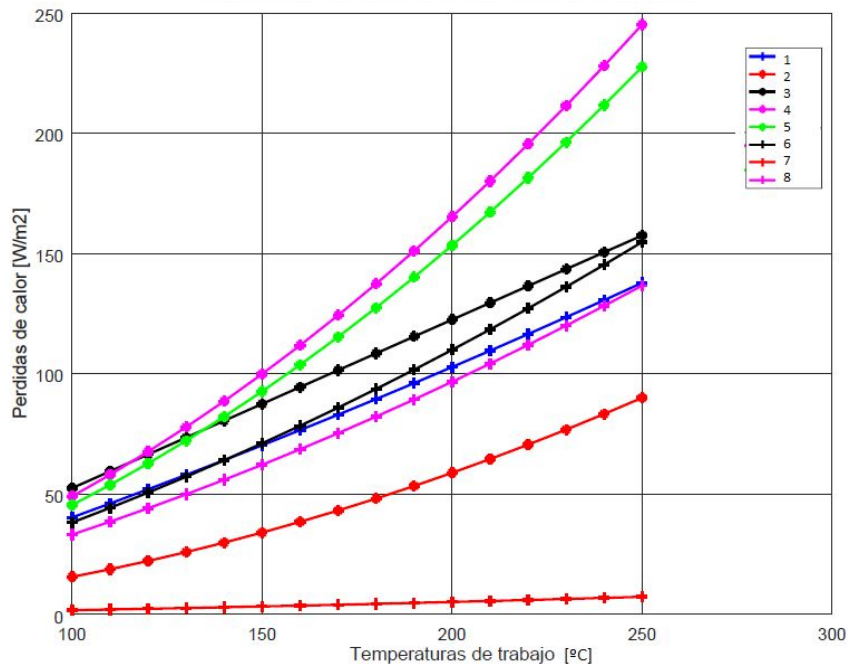


Figura 9: Pérdidas térmicas en función de la temperatura de trabajo para tecnología PTC de Tabla 1.

Tabla 2: Listado de tecnologías Fresnel encontradas para evaluar.

	Fabricante o Fuente	$\eta_{opt,0}$	c_1 [W/m ² K]	c_2 [W/m ² K ²]	C_r	$T_{m\acute{a}x}$ [°C]
1	[Lil, 2017]	0.667	0.1020	0.0002	--	--
2	IS-LF11 [IEA, 2015b]	0.635	0.0265	0.00043	25	400
3	Novatec [Mil, 2012]	0.67	0.056	0.000213	52	270
4	Fresdemo [Ber, 2009]	0.62	0.0366	0.000707	34	270

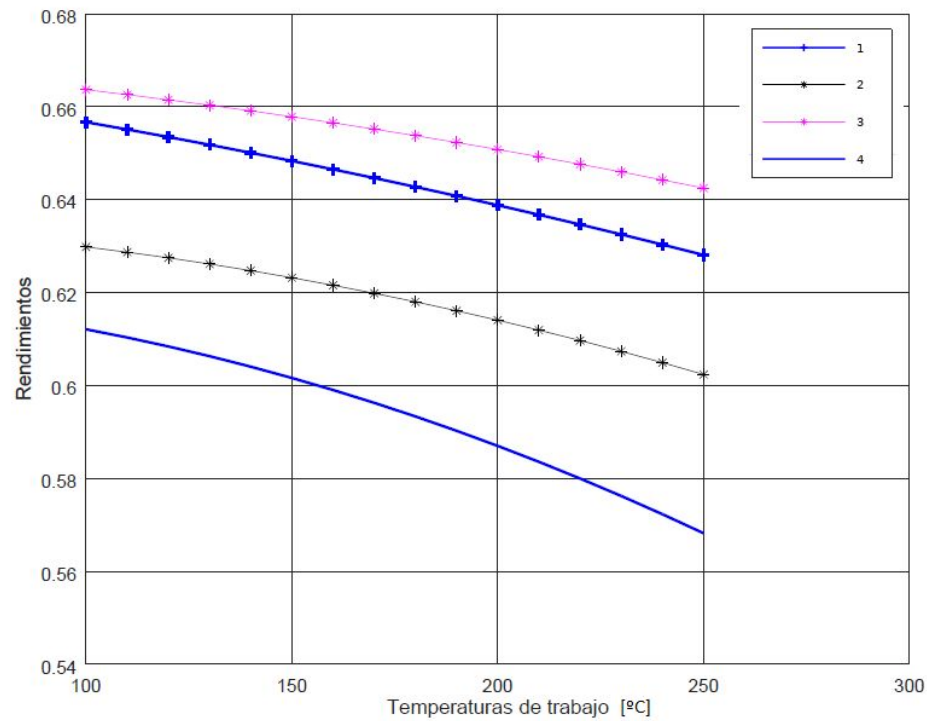


Figura 10: Rendimiento en función de la temperatura de trabajo para concentradores Fresnel de Tabla 2.

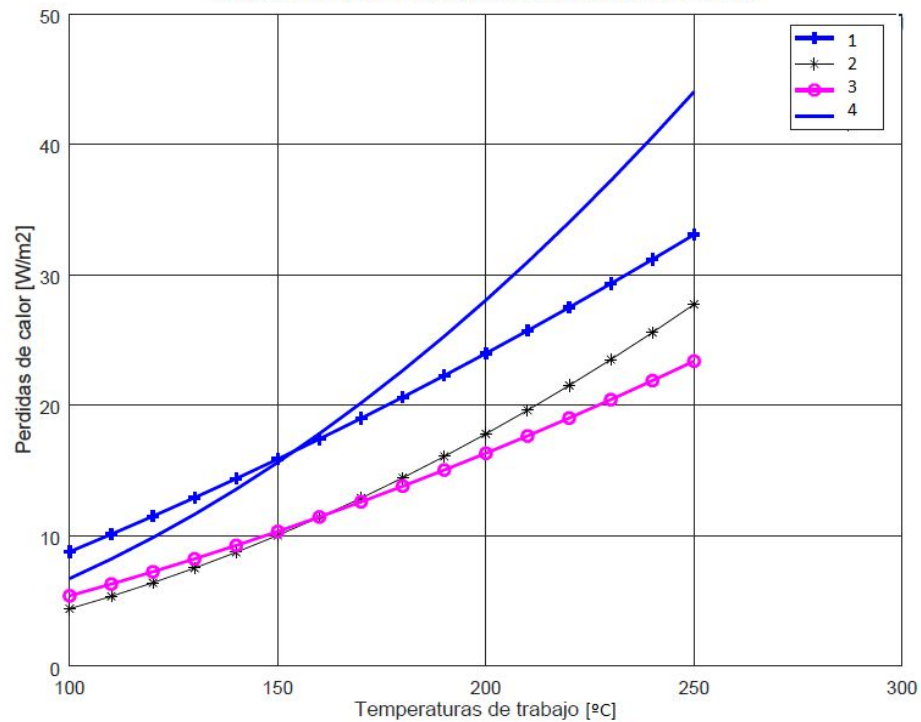


Figura 11: Pérdidas térmicas en función de la temperatura de trabajo de concentradores Fresnel de Tabla 2.

5.1.1 Modelos seleccionados

La selección fue realizada bajo los criterios de: rendimiento bueno/medio, priorizando que la tecnología haya sido fabricada con el fin de generar energía térmica (no para generación de electricidad), y teniendo en cuenta que la relación de concentración fuese similar entre ambas tecnologías (PTC y LFT).

En la Tabla 3 se presentan los modelos seleccionados. Ambos presentan rendimientos medios, y están diseñados para generar calor de proceso. En cuanto a la tecnología Fresnel, en un principio se seleccionó *Novatec*, de mejor rendimiento, pero ésta presentaba una relación de concentración muy elevada en comparación con la tecnología cilindroparabólica seleccionada, por lo que se optó por trabajar en el caso Fresnel con la fabricada por *Industrial Solar* ya que al momento de comparar desempeños el efecto del Cr sería menos significativo. Sin embargo, en el caso de que el precio de ambos modelos no fuese muy diferente, los resultados tanto energéticos como económicos serían mejores que los presentados aquí para el modelo de *Novatec*.

Tabla 3: Tecnologías seleccionadas para simulación.

Tecnología	Fabricante	Nombre
PTC	NEP Solar AG	NEP PolyTrough 1800
LFT	Industrial Solar	LF-11

Otro factor tenido en cuenta para la selección, es la calidad de la información disponible para lograr un mejor modelado de la misma. Los modelos seleccionados para ambas tecnologías presentan en su ficha técnica las curvas de *IAM* en función del ángulo de incidencia (figuras 12 y 13), lo cual resulta de gran importancia al momento de simular el desempeño de cada tecnología a lo largo de un año.

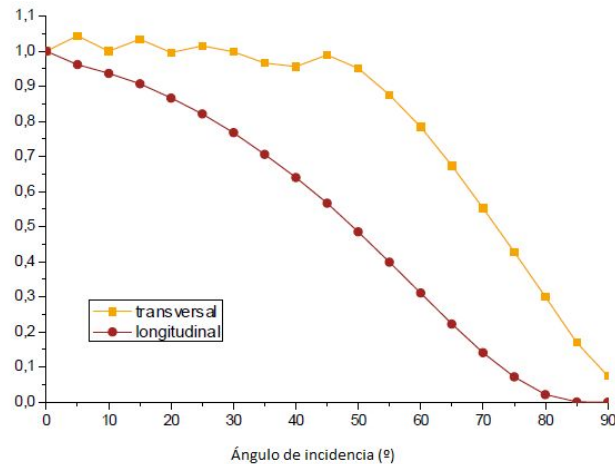


Figura 12: Gráfico que presenta la variación del modificador del ángulo de incidencia obtenido de la ficha técnica de la tecnología Fresnel fabricada por Industrial Solar [Tec, 2018].

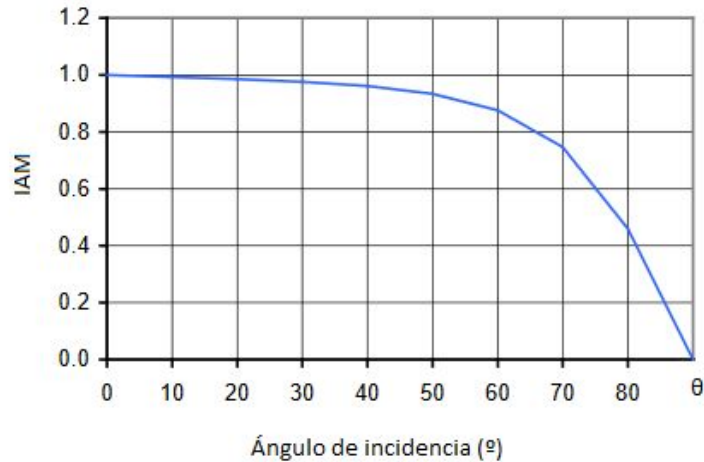


Figura 13: Gráfico que presenta la variación del modificador del ángulo de incidencia obtenido de la ficha técnica de la tecnología PTC fabricada por NEPSOLAR [Sol, 2018].

La ficha técnica del PTC (NEP PolyTrough 1800) [Tec, 2018] aclara que el ensayo se hizo bajo la norma EN12975-2 y en dicha norma se especifica que el modificador del ángulo de incidencia (Fig. 12) no incluye el $\cos(\theta_{IA})$, porque la radiación incidente se toma como la directa sobre la superficie ($DNI \cdot \cos(\theta_{IA})$) y no la directa en incidencia normal (DNI). En cuanto al modelo seleccionado de tecnología Fresnel (IS LF-11), en su ficha [Sol, 2018] se presentan los valores de IAM transversal y longitudinal. Dado que los valores allí presentados son significativamente menores a los del PTC, y que se parecen mucho a los encontrados en [Mor, 2012] en donde se presentan valores de IAM para modelos de concentradores PTC y LFT en los que se incluye el efecto coseno, se concluye que las curvas correspondientes (Fig. 11) incluyen el factor η_{cos} . Por este motivo, los valores de IAM de las figuras 11 y 12 no son comparables directamente.

5.1.2 Relación de concentración

Un parámetro importante al momento de comparar tecnologías es la relación de concentración (C_r) de cada una, ya que esta influye directamente en las pérdidas, como se mostró en la sección 3.1.2. Por este motivo se normalizó la tecnología PTC llevándola a un valor de C_r igual que el de la LFT, para poder comparar sus rendimientos anuales independizando la dependencia con C_r .

El procedimiento para normalizar la tecnología se basó en modificar los coeficientes del modelo empírico que representan a las pérdidas térmicas (de la Tabla 1), los cuales están asociados a la relación de concentración original ($C_r = 17$), llevándolos al valor correspondiente para trabajar con la relación de concentración deseada ($C_r = 25$) y utilizar para ambas tecnologías el área de apertura del LFT. De esta forma, los coeficientes de pérdidas térmicas de la tecnología normalizada resultan en:

$$c_{1,PTC\ norm} = c_1 \times \frac{C_{r,PTC}}{C_{r,LFT}} \quad (14)$$

$$c_{2,PTC\ norm} = c_2 \times \frac{C_{r,PTC}}{C_{r,LFT}} \quad (15)$$

5.1.3 Parámetros de los modelos simulados

En la Tabla 4 se presentan los parámetros característicos de los tres modelos simulados.

Tabla 4: Características de las tecnologías simuladas.

Tecnología	η_0	c_1 (W/m ² K)	c_2 (W/m ² K ²)	C_r	A_{apertura} (m ²)
PTC	0.689	0.360	0.011	17	18.45
Fresnel	0.635	0.0265	0.00043	25	22
PTC _{norm}	0.689	0.2448	0.00075	25	22

5.1.4 Fluido de Trabajo

En todos los casos estudiados en este trabajo se consideró que el fluido térmico que circula por los tubos absorbedores es aceite térmico (Tabla 5), ya que el *Type* disponible en *TRNSYS* no tiene en cuenta la posibilidad de cambio de estado en el fluido, lo cual imposibilitaba la generación directa de vapor en el campo solar. De todos modos, se entiende que esto no tendrá un efecto significativo sobre la producción de calor, ya que esta depende principalmente de la temperatura en el absorbedor, y mucho menos de las propiedades del fluido de trabajo.

Por otro lado, el caudal circulante se tomó a partir de la ficha técnica de la tecnología PTC seleccionada [Sol, 2018].

Tabla 5: Fluido térmico de trabajo.

Fluido	Calor específico (kJ/kg.K)	Caudal circulante (kg/h)
Aceite: Therminol VP1	2.05	1400



5.2 Datos meteorológicos y localización

En este trabajo se utilizan series anuales típicas de datos meteorológicos para las diferentes localidades consideradas. Las series anuales típicas son utilizadas para simular actividades humanas bajo condiciones meteorológicas características de una región. Deben ser representativas de una estadística de largo plazo en términos de sus valores medios y de su variabilidad para que las simulaciones sean realistas. En el Año Típico Meteorológico (*AMTuy*) [Alo, 2016] se presentan series típicas a escala horaria para uso en aplicaciones de energía solar u otras actividades que sean principalmente influenciadas por la radiación solar a nivel de superficie.

Para construir una serie típica se requieren datos de largo plazo de las variables involucradas. Como en Uruguay no existen medidas de largo plazo de irradiancia solar, se utilizan 15 años de datos de irradiancia solar por satélite que tienen baja incertidumbre sobre el territorio nacional. Las series típicas cuentan con valores de irradiancia global en plano horizontal y plano inclinado y de irradiancia directa en incidencia normal. Se incluye además información de temperatura, humedad, presión y viento. La metodología utilizada para el desarrollo de este *AMTuy* es de uso internacional y está bien documentada en la bibliografía científica especializada. [Alo, 2016]

El año típico meteorológico se encuentra disponible para las localidades presentadas en la Tabla 6. En este trabajo se modelan plantas solares ubicadas en cada una de estas ciudades.

Tabla 6: Localidades donde se encuentra disponible el año típico meteorológico

Localidad	Latitud	Longitud
Montevideo	-34.83	-56.01
Salto	-31.43	-57.98
Rivera	-30.90	-55.54
Colonia	-34.45	-57.77
Rocha	-34.49	-54.31

5.3 Modos de operación de la planta

Se evaluaron dos situaciones diferentes desde el punto de vista del régimen de funcionamiento de la planta solar. La primera, fue considerar que la planta está en funcionamiento ininterrumpido durante las 24 horas al día. En particular, durante la noche, se



asume que el colector sigue funcionando de la misma manera, es decir, circulando el mismo caudal de fluido a la misma temperatura. Esta situación corresponde a la peor situación posible desde el punto de vista térmico, ya que durante la noche las pérdidas serán muy significativas y no habrá ganancias de radiación solar. En segundo lugar, se consideró una situación en la que los espejos receptores se desenfocan en caso de que las pérdidas térmicas sean mayores que la radiación incidente. En esta última situación, se asume que no hay pérdidas térmicas en las horas en que los receptores se desenfocan (p.ej. en la noche), lo cual corresponde a una situación ideal.

Para asegurar que lo implementado en *TRNSYS* calculaba realmente lo esperado, se realizaron en paralelo los mismos cálculos en *Octave* para una locación en particular, obteniendo los mismos resultados.

5.3.1 Situaciones consideradas:

1. Funcionamiento de la planta solar sin restricciones, para todas las horas de de todo el año. Se asume que el caudal de fluido térmico circulante es constante y que la temperatura de trabajo también, independientemente de si hay radiación solar disponible suficiente como para calentar el fluido. En las horas en las que no hay suficiente radiación como para calentarlo, el fluido se enfría al circular por el campo solar, causando pérdidas energéticas.
2. Funcionamiento de la planta solar únicamente cuando la radiación disponible permite calentar el fluido de trabajo. Si la energía que llega al concentrador es menor que las pérdidas térmicas, se desenfoca el colector y se vacía el campo solar de fluido térmico, almacenándolo en tanques perfectamente aislados. Este modo de operación resulta en pérdidas nulas de calor en horas sin suficiente radiación solar.

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.

5.4 Tamaños típicos de generadores de vapor y fracción solar

Mediante el listado de calderas instaladas en Uruguay de URSEA, 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 7).

Dicho valor es importante al momento de calcular la fracción solar, la cual se define como la cantidad de calor aportada mediante la producción de energía solar en base a la total demandada por la industria.



$$f_s = \frac{E_{solar}}{E_{demandada}} \quad (17)$$

Tabla 7: Tamaños representativos de la producción de energía anual de los generadores de vapor en Uruguay.

Tamaño	Potencia generada (kW)	Energía anual estimada (kWh)
Pequeña	70	240000
Mediana	4200	14650000
Grande	13000	58000000

Para el dimensionamiento de los campos de captación solar, se utiliza el criterio de fijar el factor solar a un valor del 26% para ambas tecnologías ubicadas en Salto. Esto se debe a que, en este trabajo, no se considerará la inclusión de un sistema de acumulación de calor, lo cual limita significativamente la fracción solar. Se observa que para estos valores de f_s , la potencia generada en el campo es menor a la de la caldera, en cualquier momento del año.

En el resto de las localidades, se trabaja con los mismos tamaños, lo cual resulta en leves variaciones del factor solar.

5.5 Costos y parámetros económicos

Luego de buscar precios de plantas de concentración solar para la producción de calor, se encontró que hay muy poca información disponible, ya que generalmente la tecnología de concentración está más analizada para altas temperaturas y por lo tanto para la generación de electricidad. Si bien los datos de centrales de generación eléctrica son de utilidad, basarse en estos valores para analizar instalaciones de calor industrial puede resultar en costos más altos que los reales.

A continuación se detallan los valores utilizados, así como la procedencia de los mismos, para ambas tecnologías y para los combustibles considerados para el estudio comparativo.

5.5.1 Tecnología Cilindroparabólica

Para PTC no se encontró valores de inversión, ni costos asociados al mantenimiento de una planta para generación de energía térmica, proveniente de fabricantes. Por lo tanto, este trabajo se basó únicamente en el trabajo [MPE, 2015], donde también se hace un análisis de la generación térmica realizando un desglose de los costes asociados a una planta tipo y adquiriendo de ahí los datos relevantes para una planta de generación térmica sin acumulación. La Tabla 8 resume los datos utilizados.



Las situaciones evaluadas son las mismas que para el caso de la tecnología Fresnel, trabajando con los mismos tamaños de campo solar. En cuanto a los costos de operación y mantenimiento para la tecnología PTC los mismos se consideraron en un 4% de la inversión inicial. El porcentaje es mayor al de Fresnel dado el montaje y el sistema de tracking más complejo que presenta el PTC. Estos costos se tuvieron en cuenta a partir del año 1.

Dentro de la inversión inicial se consideró el sistema de captación de la energía solar y el sistema de conversión de la energía solar térmica [MPE, 2015]. No se consideró la acumulación de calor. El sistema de captación de la energía solar comprende: espejos, estructuras metálicas, sistema de posicionamiento, movimiento de tierras, cimentación, montaje y nave de montaje; mientras que el sistema de conversión de la energía solar térmica hace referencia al aceite térmico, tubos absorbedores, juntas rotativas, tuberías y sistema de trasiego de aceite [MPE, 2015].

Tabla 8: Inversión inicial específica para dos tamaños representativos de campos de concentradores Cilindroparabólicos [MPE, 2015].

Tamaño (m ²)	Inversión inicial específica, sin acumulación (€/m ²)	Inversión inicial, sin acumulación (USD/m ²)
100	400	456
15000	275	314

Para los tamaños comprendidos entre 100 y 15000 m² se decide realizar una interpolación lineal. Los valores de precios de 100 y 15000 se toman como mínimo y máximo, respectivamente, sin extrapolar para tamaños menores a 100 o mayores a 15000 m².

5.5.2 Tecnología Fresnel

Para la tecnología Fresnel, se cuenta con la información del trabajo [MPE, 2015], utilizado también para PTC, y con información del fabricante Solatom [ESP, 2018]. En la página web de Solatom [ESP, 2018] se encuentra un simulador web, el cual devuelve un informe de resultados técnico y económico a partir de datos de tamaño, temperaturas y procesos.

Dentro de la inversión inicial proporcionada por Solatom están incluidos los primeros 4 años de mantenimiento y monitoreo, por lo que a partir del año 5 se comenzaron a considerar costos asociados a ese rubro, estimado en un 3% de la inversión inicial para la tecnología Fresnel.

En las tablas 9 y 10 se muestra la información extraída de ambas fuentes.

Tabla 9: Inversión inicial específica para dos tamaños representativos de campos de concentradores Fresnel [MPE, 2015].

Tamaño (m ²)	Inversión inicial, sin acumulación (€/m ²)	Inversión inicial, sin acumulación (USD/m ²)
100	325	370
15000	160	182

Tabla 10: Inversión inicial para diferentes tamaños de plantas de concentración Fresnel, de la empresa SOLATOM [ESP, 2018].

Tamaño (m ²)	Inversión inicial, sin acumulación (US\$)	Inversión inicial específica (US\$/m ²)	Producción bruta de calor anual* (kWh)	Fracción solar suministrada
237	65710	277	1.20x10 ⁵	36%
9504	1802749	190	4.69x10 ⁶	27%
34214	6486970	190	1.69x10 ⁷	25%

*El dato de producción anual bruta de energía corresponde al calor total generado, según SOLATOM, utilizando datos meteorológicos de METEONORM para Montevideo y Salto.

Mediante la comparación entre los datos de las tablas 9 y 10, se puede ver que la inversión inicial específica utilizada por [MPE, 2015] es mayor que la de Solatom para tamaños de campo pequeños, pero similar (algo menor) para tamaños grandes.

Un aspecto a considerar aquí es que no se cuenta con información de rendimientos de la tecnología ofrecida por el fabricante Solatom. Asimismo, no se cuenta con información de costos del modelo IS LF-11, utilizado en este trabajo para realizar las simulaciones.

Los resultados energéticos obtenidos (ver capítulo 6) para el modelo Fresnel utilizado aquí (IS LF-11) dan una producción de calor solar significativamente mayor a la del modelo Solatom, presentada en la Tabla 10. Esto indica que el rendimiento de este último es menor al del primero, y por ende, muy probablemente, también lo sea su complejidad tecnológica. Es razonable pensar entonces que el precio del modelo IS LF-11 deba ser mayor al de Solatom.

Por todo lo anterior, en este trabajo se decide trabajar con los costos resultantes de los valores indicados en la Tabla 11, teniendo en cuenta las consideraciones anteriores.



Tabla 11: Inversión inicial específica para los campos de concentradores Fresnel, utilizada en este trabajo.

Tamaño (m ²)	Inversión inicial, sin acumulación (USD/m ²)
100	370
15000	200

El valor considerado para el tamaño de 15000 m² es algo mayor al resultante de las tablas 9 y 10, en el entendido que el precio del modelo IS LF-11 debe ser algo mayor al de Solatom.

Para los tamaños comprendidos entre 100 y 15000 m² se decide realizar una interpolación lineal. Los valores de precios de 100 y 15000 se toman como mínimo y máximo, respectivamente, sin extrapolar para tamaños menores a 100 o mayores a 15000 m².

5.5.3 Sustitución de otros energéticos

Otro parámetro a tener presente en el estudio económico es el precio del combustible utilizado por la caldera convencional, que como se mencionó anteriormente, los más utilizados en Uruguay son el Fuel Oil y la Leña. A continuación (Tabla 12) se presentan sus respectivos costos.

Tabla 12: Precio actuales de los principales combustibles utilizados en los generadores de vapor en Uruguay.

Combustible	Precio Mercado	Poder Calorífico (MJ/kg)	US\$/kWh
Fuel Oil	17,7 (\$U/m ³)	43,9	0,0469
Leña Verde	2,0 (\$U/kg)	18,0	0,0124

5.5.4 Otros parámetros económicos

A partir de los resultados de energía generada para cada tamaño de planta, localidad y temperatura de trabajo presentados en el capítulo 4.2, se determinó el *LCOH* para cada caso.

Inicialmente, la tasa de descuento (*r*) se tomó de 8% y se realizó el flujo de caja para un período de 20 años. Estos valores son los mismos que los utilizados en el análisis de plantas de generación de electricidad. El período de 20 años se corresponde con la vida útil estimada de los equipos.



Finalmente, se analizó la situación de utilizar una tasa de descuento del 12% y un período de evaluación de 10 años, debido a que éstos son parámetros utilizados comúnmente por las industrias uruguayas. En este caso, debido a que los equipos tienen una vida útil estimada de 20 años o más, se consideró dos escenarios respecto del valor residual en el año 10: uno en que este es igual a la mitad del monto invertido y otro en que se desprecia.

Asimismo, se hace una comparación de los valores de LCOH con el precio de la energía producida a través de los otros energéticos considerados: Fuel Oil y de la Leña Verde.

6. Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de comportamiento energético, así como de resultados económicos -resumidos en valores de LCOH- para las diferentes tecnologías, temperaturas de trabajo, modos de operación, localidades y escenarios de exoneración de impuestos.

6.1 Resultados de desempeño energético

En primer lugar, se presenta la energía solar directa disponible para cada localidad, lo cual resulta de sumar los valores de *DNI* por hora, para todo el año, dados por los AMT de cada localidad (ver Tabla 13). Se puede observar como Salto y Rocha son las localidades de mayor y menor recurso, respectivamente. Colonia y Montevideo cuentan con un recurso muy similar a Salto (con menos del 2% de diferencia), mientras que Rivera y Rocha tienen un 6% y un 8% menos de radiación directa.

Tabla 13: Radiación directa en incidencia normal anual por metro cuadrado en cada localidad para ambas tecnologías simuladas.

DNI por m ² anual	
Localidad	DNI (kWh/m ² .yr)
Montevideo	1862,5
Salto	1897,5
Colonia	1890,3
Rivera	1779,7
Rocha	1740,6

Las figuras 14 y 15 muestran, para dos casos de estudio en Salto (uno para cada tecnología), la evolución de la temperaturas a lo largo del año fijando una temperatura de entrada del fluido térmico de 180°C. Asimismo, se presentan curvas de energía térmica generada para los dos modos de operación considerados (según lo presentado en la sección 5.3). Se puede observar una clara diferencia en el comportamiento entre los meses de verano y de invierno. Para el modo de operación 1 (continuo 24 hs/día, 365 días) se pierde energía en el invierno. Estas pérdidas son muy significativas para la tecnología PTC, lo cual produce una caída en la energía anual producida muy importante, principalmente para las temperaturas de trabajo elevadas, resultando en una gran diferencia entre los comportamientos de la planta funcionando en un modo u otro de operación.

Cabe aclarar que, por un lado, los valores de rendimiento están calculados en base a la energía directa en incidencia normal (*DNI*) proporcionada por el Año Típico Meteorológico (ver sección 3.1 y Tabla 13), y por el otro, que la energía generada total depende del área de apertura de un módulo de cada tecnología, las cuales no coinciden entre sí (ver Tabla 6).

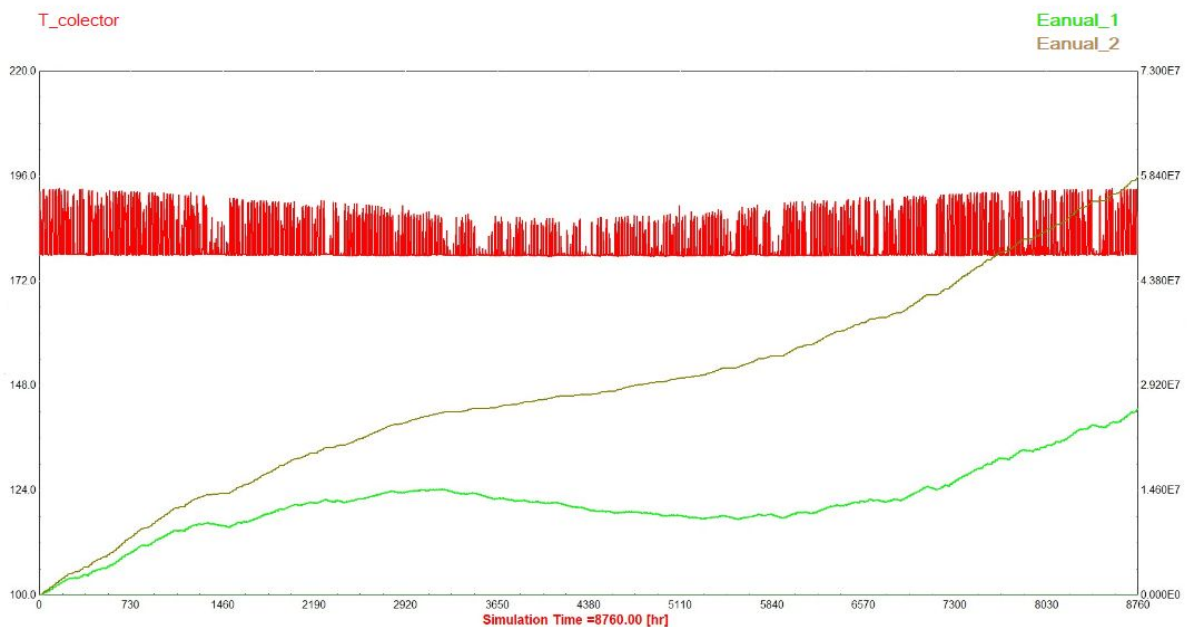


Figura 14: Gráfico generado en TRNSYS para el funcionamiento anual de la tecnología PTC en la localidad de Salto, con una temperatura de entrada al colector de 180°C. La parte superior muestra la evolución de la temperatura del fluido térmico durante un año, y la parte inferior muestra la energía generada acumulada (kJ/año) para un módulo (18,45m²) en función del tiempo de operación, para los dos modos de operación considerados.

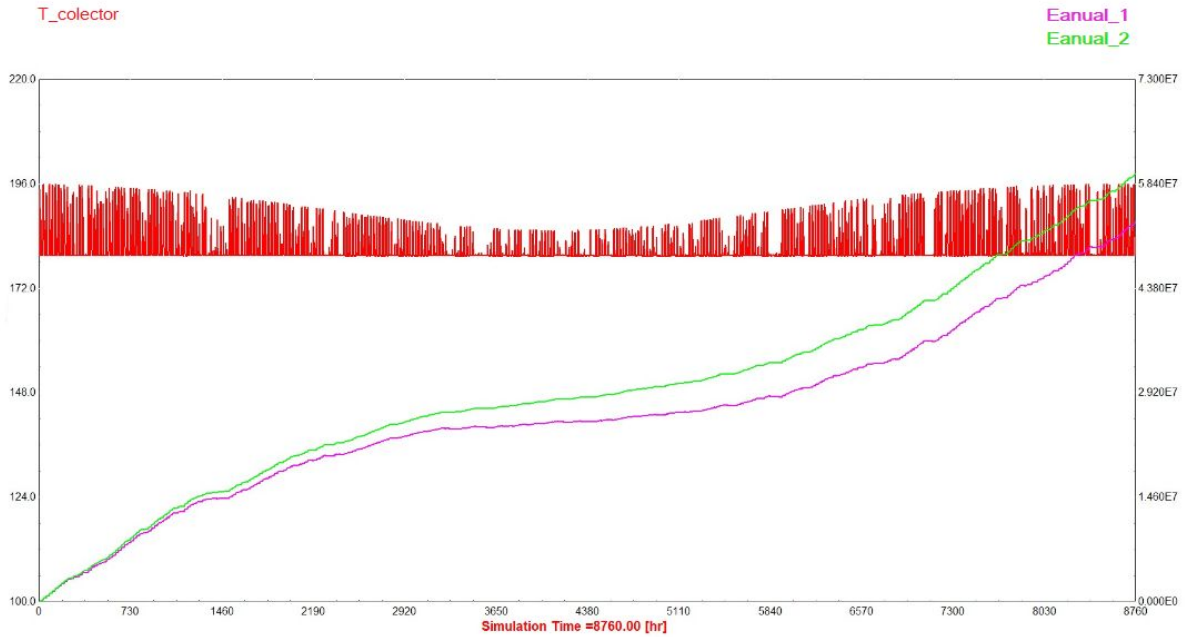


Figura 15: Gráfico generado en TRNSYS para el funcionamiento anual de la tecnología Fresnel en la localidad de Salto, con una temperatura de entrada al colector de 180°C. La parte superior muestra la evolución de la temperatura del fluido térmico durante un año, y la parte inferior muestra la energía generada acumulada (kJ/año) para un módulo (22m²) en función del tiempo de operación, para los dos modos de operación considerados.

6.1.1 Energía generada y rendimiento por módulo concentrador

En las tablas 14 a 19 se presentan los resultados de desempeño energético para un módulo de cada tecnología, ubicado en Montevideo y Salto. Se presentan valores para los dos modos de funcionamiento descritos en la sección 5.3.



Tabla 14: Energía generada en un módulo (18,45m²) y rendimiento de la tecnología PTC para cada situación de captación de calor simulada en Montevideo.

PTC - Montevideo				
T_{in} (°C)	Energía generada (1*) (kJ/yr)	η₁	Energía generada (2*) (kJ/yr)	η₂
100	5,20E+07	0,420	6,56E+07	0,530
120	4,54E+07	0,367	6,33E+07	0,512
140	3,817E+07	0,309	6,06E+07	0,490
160	3,08E+07	0,249	5,82E+07	0,470
180	2,27E+07	0,183	5,55E+07	0,450

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas en la sección 5.3.

Tabla 15: Energía generada en un módulo (18,45m²) y rendimiento de la tecnología PTC para cada situación de captación de calor simulada en Salto.

PTC - Salto				
T_{in} (°C)	Energía generada (1*) (kJ/yr)	η₁	Energía generada (2*) (kJ/yr)	η₂
100	5,49E+07	0,436	6,81E+07	0,540
120	4,82E+07	0,382	6,57E+07	0,521
140	4,14E+07	0,328	6,345E+07	0,503
160	3,39E+07	0,269	6,090E+07	0,483
180	2,59E+07	0,206	5,823E+07	0,462

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas en la sección 5.3.



Tabla 16: Energía generada en un módulo (22m²) y rendimiento de la tecnología Fresnel para cada situación de captación de calor simulada en Montevideo.

LFT - Montevideo				
T_{in} (°C)	Energía generada (1*) (kJ/yr)	η₁	Energía generada (2*) (kJ/yr)	η₂
100	5,74E+07	0,389	5,96E+07	0,404
120	5,59E+07	0,379	5,91E+07	0,401
140	5,42E+07	0,367	5,85E+07	0,396
160	5,22E+07	0,354	5,78E+07	0,392
180	5,00E+07	0,339	5,70E+07	0,386

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas en la sección 5.3.

Tabla 17: Energía generada en un módulo (22m²) y rendimiento de la tecnología Fresnel para cada situación de captación de calor simulada en Salto.

LFT - Salto				
T_{in} (°C)	Energía generada (1*) (kJ/yr)	η₁	Energía generada (2*) (kJ/yr)	η₂
100	6,03E+07	0,401	6,24E+07	0,415
120	5,88E+07	0,391	6,19E+07	0,412
140	5,71E+07	0,380	6,13E+07	0,408
160	5,52E+07	0,367	6,06E+07	0,403
180	5,30E+07	0,353	5,98E+07	0,398

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas en la sección 5.3..



Tabla 18: Energía generada en un módulo (22m²) y rendimiento de la tecnología PTC normalizada para cada situación de captación de calor simulada en Montevideo.

PTCN - Montevideo		
T_{in} (°C)	Energía generada (1*) (kJ/yr)	η₁
100	8,128E+07	0,551
120	7,93E+07	0,538
140	7,72E+07	0,523
160	7,50E+07	0,508
180	7,27E+07	0,493

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas anteriormente en la sección 5.3..

Tabla 19: Energía generada en un módulo (22m²) y rendimiento de la tecnología PTC normalizada para cada situación de captación de calor simulada en Salto.

PTCN - Salto		
T_{in} (°C)	Energía generada (1*) (kJ/yr)	η₁
100	8,41E+07	0,560
120	8,22E+07	0,547
140	8,015E+07	0,533
160	7,80E+07	0,519
180	7,55E+07	0,502

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas anteriormente en la sección 5.3.

Se observa que, en general para ambas tecnologías, como era de esperar, los mejores resultados de rendimiento se dan para la menor temperatura de trabajo, donde las pérdidas de calor son mínimas; así como también es notorio el aumento del rendimiento —principalmente en las temperaturas más elevadas— cuando se considera la situación de captación 2 en comparación con la 1. Esto se debe al desenfoque del receptor cuando al absorbedor llega menos energía que la que está perdiendo en ese instante, y a la suposición de que en ese momento se para el funcionamiento del campo solar y no se tienen pérdidas, influyendo de forma directa en el valor de rendimiento anual.



Por otro lado, al momento de comparar los modelos elegidos para ambas tecnologías, se debe tener en cuenta que el modelo Fresnel presenta menores coeficientes de pérdidas y a su vez mayor relación de concentración, pero menor rendimiento óptico que la PTC. Bajo la situación de captación 2, en la cual las pérdidas térmicas tienen menor efecto, los resultados son mejores para el modelo PTC, y más aún para el PTC normalizado, dado que la tecnología Fresnel no posee un seguimiento tan efectivo como el del PTC. Sin embargo, en la situación de captación 1, en la que las pérdidas nocturnas son las máximas posibles, los resultados de energía producida se equiparan notoriamente, incluso llegando a ser mayores para el modelo Fresnel una vez superada determinada temperatura de trabajo.

Se observa que los rendimientos conseguidos por el modelo PTC normalizado son notoriamente mejores, poniendo de manifiesto el efecto que tiene el C_r en el comportamiento térmico.

6.1.2 Fracción solar y tamaño de campo

En este trabajo se dimensionó los campos solares de tal manera de obtener una fracción solar del 26% en Salto. Esto en general 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.

Debido a que en todos los casos se supuso un funcionamiento de 6 días a la semana, y no se cuenta con acumulación, no es posible aprovechar un 14% (fracción de 1/7) de la producción solar bruta, por lo cual la producción útil es un 86% de ésta.

Tabla 20: Tamaños de campos solares evaluados para obtener una fracción solar de 0.26 para la tecnología PTC, ubicado en Salto trabajo con 140°C, considerando la situación de generación 2. La producción solar útil es igual a la bruta multiplicada por 6/7.

Tamaño campo (m2)	Producción caldera (kJ/año)	Producción solar bruta (kJ/año)	Producción solar útil (kJ/año)	fracción solar
76	8.64E8	2.60E8	2.24E8	0.26
4650	5.27E10	1.60E10	1.37E10	0.26
18315	2.09E11	6.30E10	5.40E10	0.26



Tabla 21: Tamaños de campos solares evaluados para obtener una fracción solar de 0.26 para la tecnología Fresnel, ubicado en Salto trabajo con 140°C, considerando la situación de generación 2. La producción solar útil es igual a la bruta multiplicada por 6/7.

Tamaño campo (m ²)	Producción caldera (kJ/año)	Producción solar (kJ/año)	Producción solar útil (kJ/año)	fracción solar
93	8.64E8	2.59E8	2.22E8	0.26
5736	5.27E10	1.60E10	1.37E10	0.26
22720	2.09E11	6.34E10	5.43E10	0.26

Tabla 22: Tamaños de campos solares evaluados para obtener una fracción solar de 0.25 para la tecnología PTC, ubicado en Montevideo trabajo con 140°C, considerando la situación de generación 2. La producción solar útil es igual a la bruta multiplicada por 6/7.

Tamaño campo (m ²)	Producción caldera (kJ/año)	Producción solar (kJ/año)	Producción solar útil (kJ/año)	fracción solar
76	8.64E8	2.50E8	2.14E8	0.25
4650	5.3E10	1.53E10	1.31E10	0.25
18315	2.1E11	6.02E10	5.16E10	0.25

Tabla 23: Tamaños de campos solares evaluados para obtener una fracción solar de 0.25 para la tecnología Fresnel, ubicado en Montevideo trabajo con 140°C, considerando la situación de generación 2. La producción solar útil es igual a la bruta multiplicada por 6/7.

Tamaño campo (m ²)	Producción caldera (kJ/año)	Producción solar (kJ/año)	Producción solar útil (kJ/año)	fracción solar
93	8.64E8	2.47E8	2.12E8	0.25
5736	5.30E10	1.52E10	1.30E10	0.25
22720	2.10E11	6.04E10	5.18E10	0.25

Se desprende de las tablas 20 a 23 que el tamaño de campo de concentradores PTC es menor que con la tecnología LFT considerada aquí. Asimismo, se observa como el valor de calor producido, y por ende fracción solar resultante, es algo menor en Montevideo que en Salto, lo cual se debe a haber fijado el tamaño y no la fracción solar, entre las diferentes localidades.



6.2 Resultados económicos

En las tablas 24 a 27 se muestran los resultados de inversión inicial, porcentaje de exoneración de IRAE y años de exoneración, para las plantas de diferentes tamaños, ubicadas en Salto y Montevideo, de tecnologías LFT y PTC.

Tabla 24: Inversión inicial y exoneración de IRAE aplicando la matriz de la COMAP según el tamaño del campo solar en la localidad de Montevideo para la tecnología Fresnel.

Tamaño (m ²)	Inversión inicial (US\$)	% Exoneración IRAE	Años exoneración
93	3.44E4	69	8
5736	1.76E6	69	9
22720	4.54E6	69	10

Tabla 25: Inversión inicial y exoneración de IRAE aplicando la matriz de la COMAP según el tamaño del campo solar en la localidad de Salto para la tecnología Fresnel.

Tamaño (m ²)	Inversión inicial (US\$)	% Exoneración IRAE	Años exoneración
93	3.44E4	78	9
5736	1.76E6	78	10
22720	4.54E6	78	11

Tabla 26: Inversión inicial y exoneración de IRAE aplicando la matriz de la COMAP según el tamaño del campo solar en la localidad de Montevideo para la tecnología PTC.

Tamaño (m ²)	Inversión inicial (US\$)	% Exoneración IRAE	Años exoneración
76	3.47E4	69	8
4650	1.92E6	69	9
18315	5.75E6	69	10



Tabla 27: Inversión inicial y exoneración de IRAE aplicando la matriz de la COMAP según el tamaño del campo solar en la localidad de Salto para la tecnología PTC.

Tamaño (m ²)	Inversión inicial (US\$)	% Exoneración IRAE	Años exoneración
76	3.47E4	78	9
4650	1.92E6	78	11
18315	5.75E6	78	11

Se observa que los valores de inversión inicial son menores para las plantas de tecnología LFT que para las PTC, a pesar de ser de mayor tamaño.

Los montos de inversión inicial para los campos de menor tamaño son del orden de los 35000 US\$, mientras que para los más grandes, rondan los 5-6 millones de US\$.

En las secciones 6.2.1, 6.2.2 y 6.2.3 se presentan, para los diferentes casos, los resultados del análisis económico a 20 años y tasa de descuento de 8%. En la sección 6.2.4 se presentan resultados del análisis a 10 años y tasa de 12% trabajando a 140°C, para las localidades de Montevideo y Salto.

6.2.1 Resultados de LCOH al variar la temperatura de trabajo

Se muestran a continuación los valores de LCOH según su variación respecto a la temperatura del fluido caloportador. Los resultados se presentan para Montevideo y Salto, para los 3 tamaños de campos solares estudiados y diferenciados por cómo exonera el IRAE. El mismo análisis para el resto de las localidades se puede encontrar en el Anexo 2.

Campo Solar Fresnel pequeño (93m²)

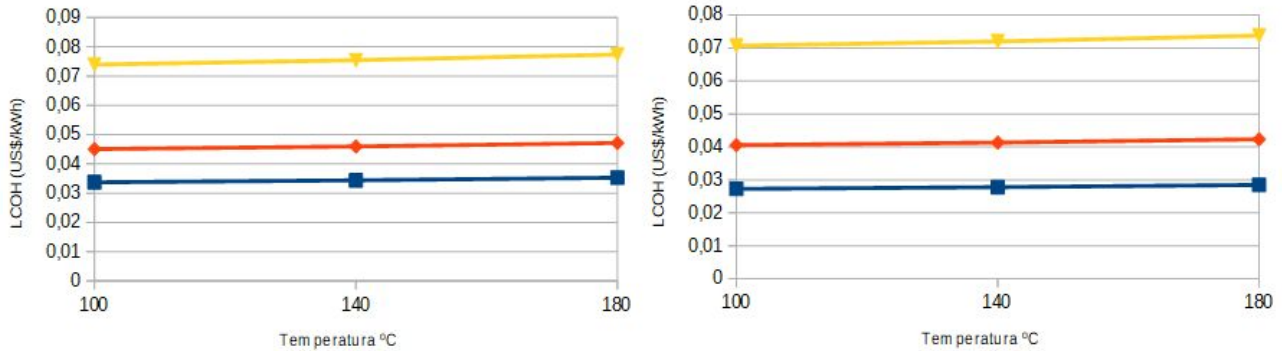


Figura 16: Variación del LCOH según la temperatura de trabajo para un campo Fresnel de 93m² ubicado en Montevideo (izquierda) y Salto (derecha). Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE, donde la curva azul representa la opción 1, la roja la Opción 2 y la amarilla la Opción 3.

Campo Solar Fresnel mediano (5736m²)

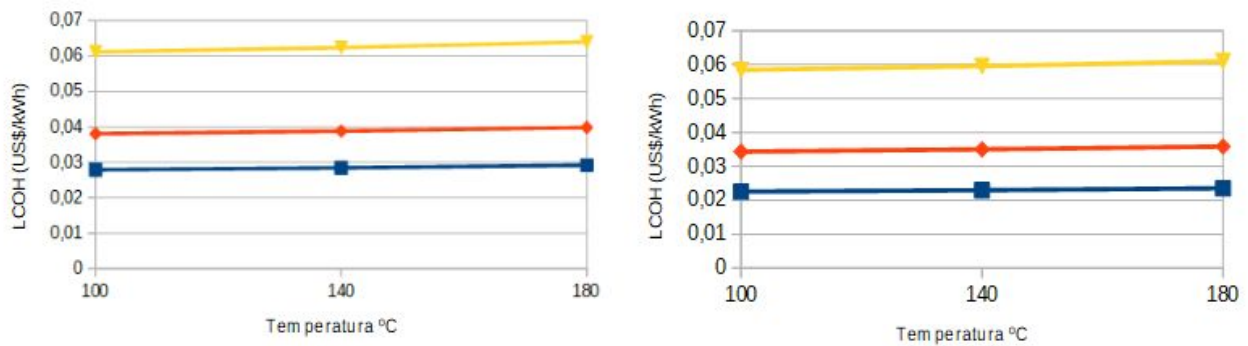


Figura 17: Variación del LCOH según la temperatura de trabajo para un campo Fresnel de 5736m² ubicado en Montevideo (izquierda) y Salto (derecha). Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE, donde la curva azul representa la opción 1, la roja la Opción 2 y la amarilla la Opción 3.

Campo Solar Fresnel grande (22720m²)

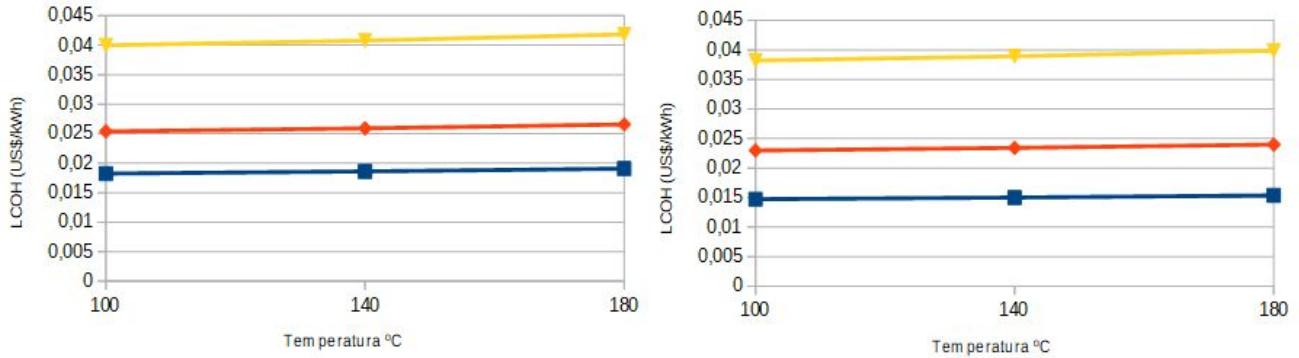


Figura 18: Variación del LCOH según la temperatura de trabajo para un campo Fresnel de 22720m² ubicado en Montevideo (izquierda) y Salto (derecha). Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE, donde la curva azul representa la opción 1, la roja la Opción 2 y la amarilla la Opción 3.

Campo Solar PTC pequeño (76m²)

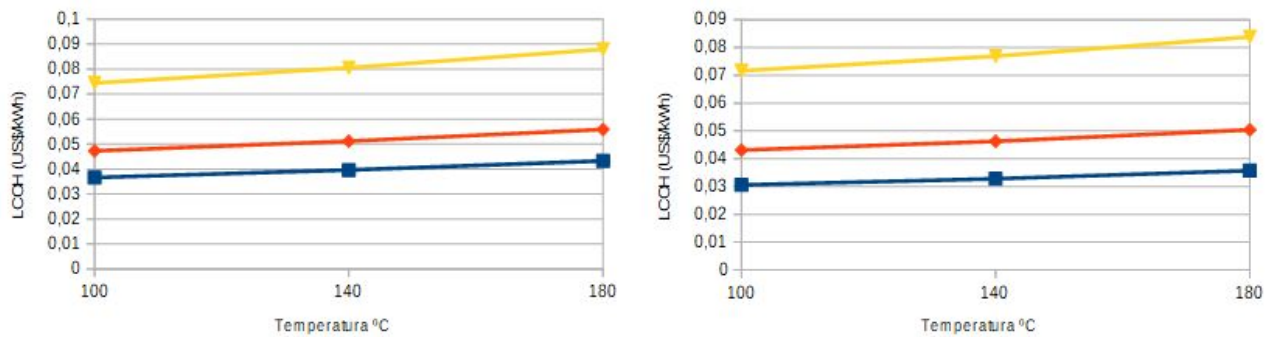


Figura 19: Variación del LCOH según la temperatura de trabajo para un campo PTC de 76m² ubicado en Montevideo (izquierda) y Salto (derecha). Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE, donde la curva azul representa la opción 1, la roja la Opción 2 y la amarilla la Opción 3.

Campo Solar PTC mediano (4650m²)

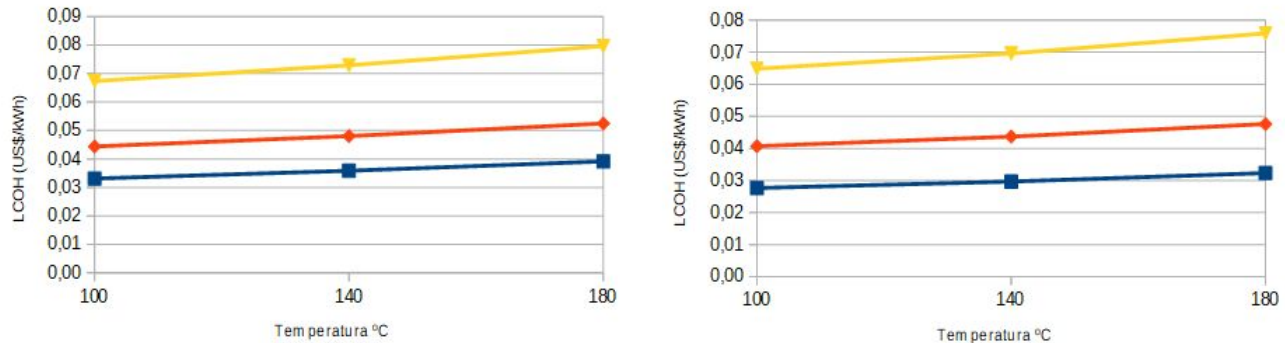


Figura 20: Variación del LCOH según la temperatura de trabajo para un campo PTC de 4650m² ubicado en Montevideo (izquierda) y en Salto (derecha). Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE, donde la curva azul representa la opción 1, la roja la Opción 2 y la amarilla la Opción 3.

Campo Solar PTC grande (18315m²)

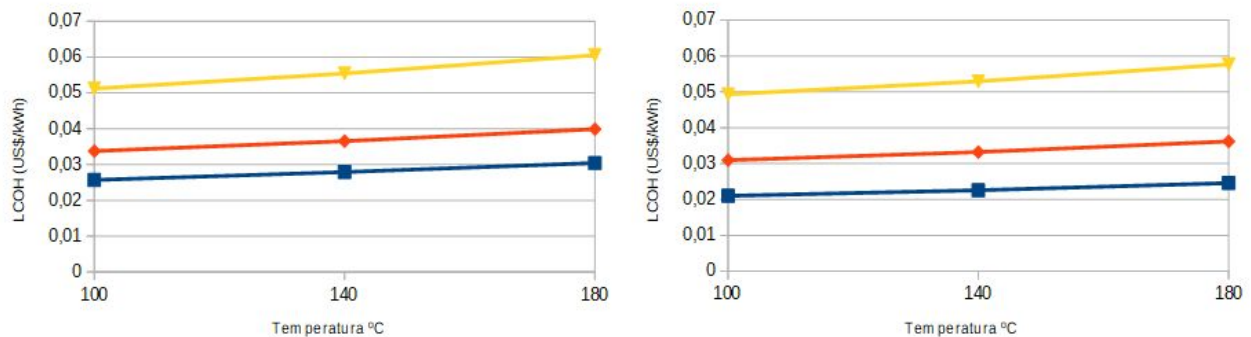


Figura 21: Variación del LCOH según la temperatura de trabajo para un campo PTC de 18315m² ubicado en Montevideo (izquierda) y en Salto (derecha). Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE, donde la curva azul representa la opción 1, la roja la Opción 2 y la amarilla la Opción 3.

Se observa un aumento del LCOH a medida que aumenta la temperatura de trabajo, aunque esta tendencia es más notoria para la tecnología PTC considerada, lo cual es razonable dado sus mayores pérdidas térmicas. También se observa que la opción de exoneración de IRAE más conveniente es en el caso que la empresa pueda descontar la totalidad permitida en su primer año de facturación. El LCOH cae significativamente debido a la exoneración de impuestos, para todos los casos.

Para todos los tamaños de campo solar evaluados, evidentemente el más rentable es el de mayor tamaño y de tecnología Fresnel. La inversión asociada a la tecnología Fresnel es considerablemente menor dada la simplicidad de la misma en comparación con la tecnología cilindroparabólica.

6.2.2 Resultados de LCOH al variar la localidad

También resulta de interés observar la variación del LCOH según la localidad en la que se encuentra el campo solar instalado. Para esto se presentan gráficos que muestran dicha variación para la temperatura de trabajo de 140°C (valor medio del rango estudiado). Para el resto de las temperaturas analizadas se pueden encontrar los resultados en el Anexo 2.

Campo Solar **Fresnel** pequeño (93m²)

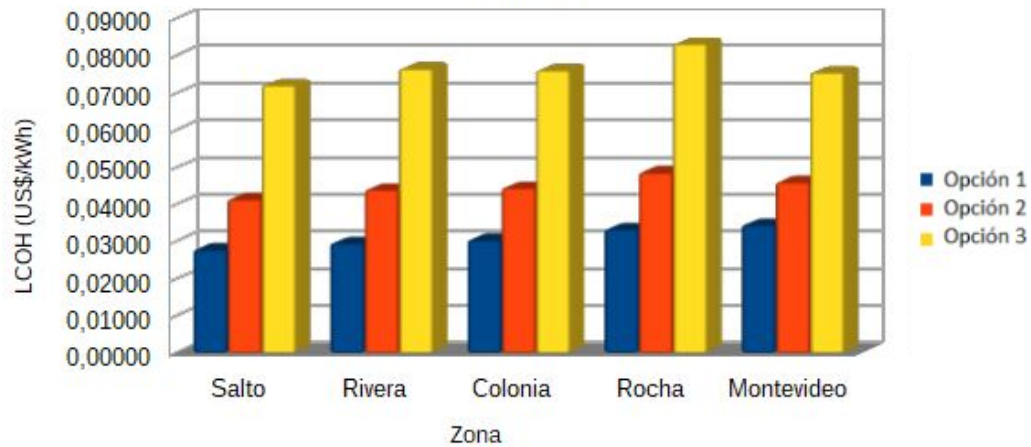


Figura 22: Variación del LCOH según la localidad en que se encuentra un campo Fresnel de 93m² trabajando a 140°C. Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

Campo Solar **Fresnel** mediano (5736m²)

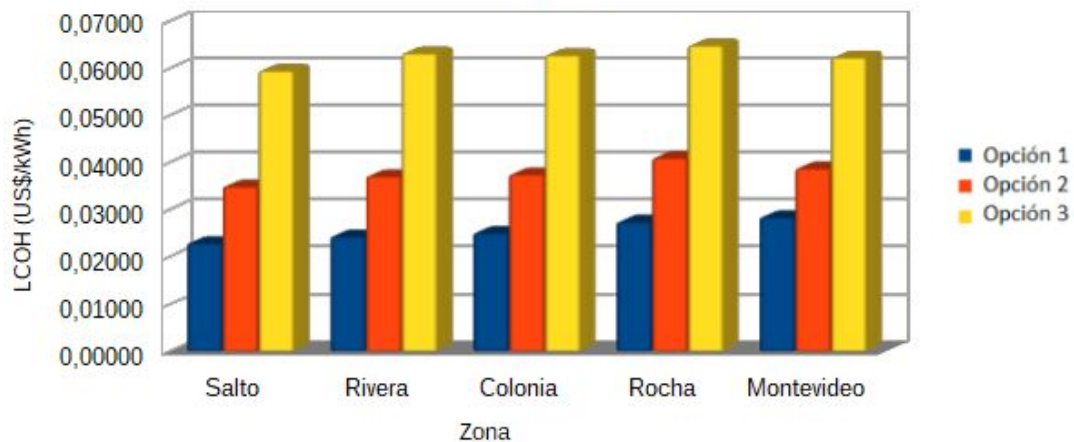


Figura 23: Variación del LCOH según la localidad en que se encuentra un campo Fresnel de 5736m² trabajando a 140°C. Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

Campo Solar **Fresnel** grande (22720m²)

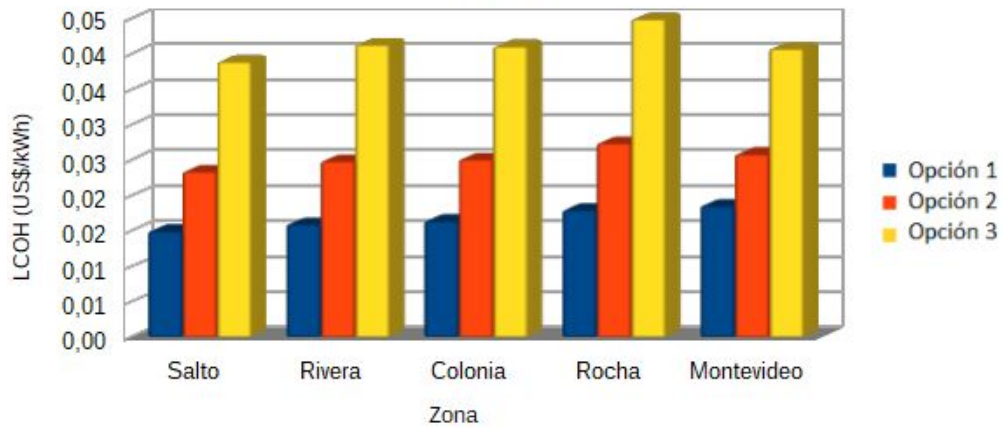


Figura 24: Variación del LCOH según la localidad en que se encuentra un campo Fresnel de 22720m² trabajando a 140°C. Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

Campo Solar **PTC** pequeño (76m²)

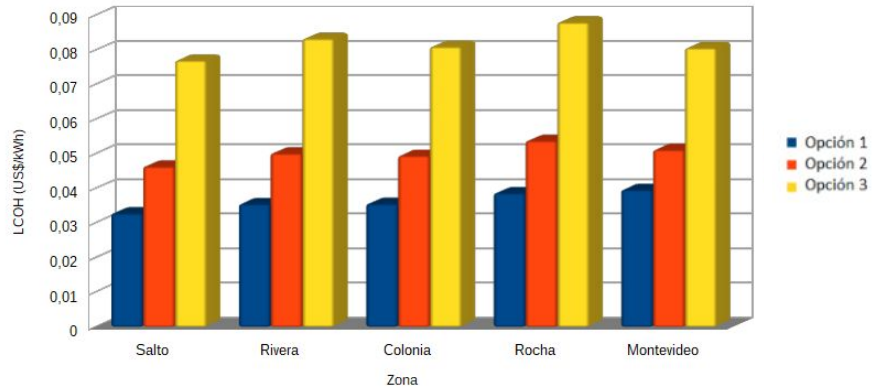


Figura 25: Variación del LCOH según la localidad en que se encuentra un campo PTC de 76m² trabajando a 140°C. Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

Campo Solar PTC mediano (4650m²)

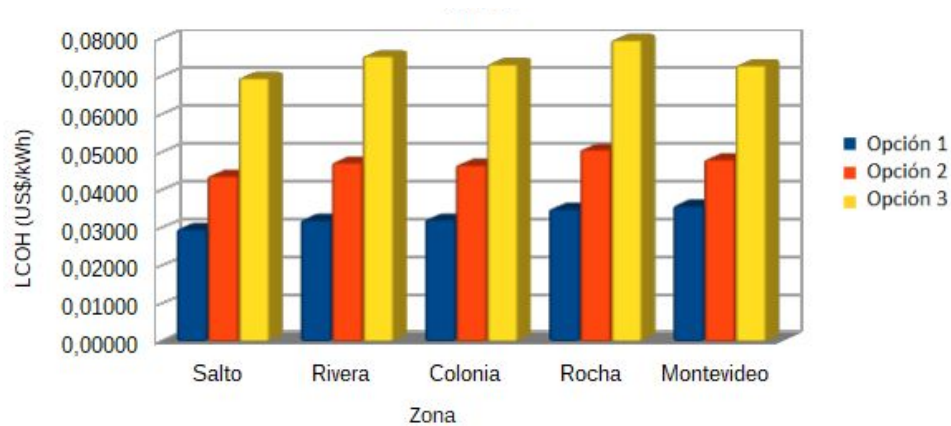


Figura 26: Variación del LCOH según la localidad en que se encuentra un campo PTC de 4650m² trabajando a 140°C. Las Opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

Campo Solar PTC grande (18315m²)

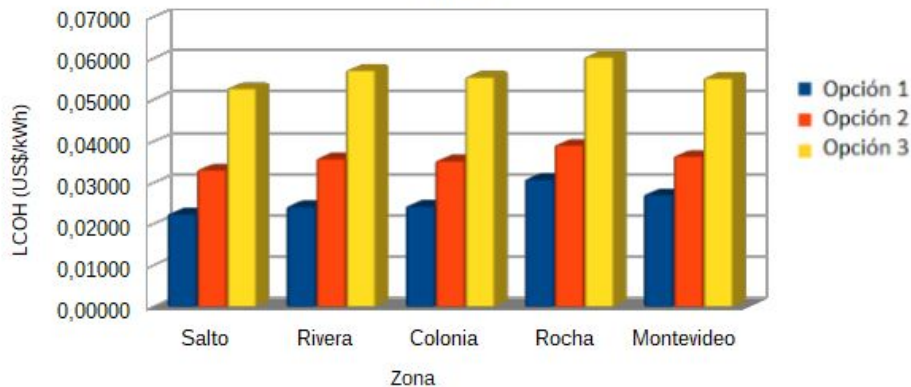


Figura 27: Variación del LCOH según la localidad en que se encuentra un campo PTC de 18315m² trabajando a 140°C. Las Opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

Se observa que Salto es el lugar donde es más viable realizar la inversión, obteniendo los mejores valores de LCOH, seguido por Colonia y Montevideo. Si bien en Montevideo el indicador de la COMAP asociado a la descentralización no aplica, dicha localidad posee buenos niveles de radiación incidente. Por otro lado, Rocha es la localidad que posee los valores más altos de LCOH para todos los escenarios analizados.

En cualquier caso, se observa que el efecto de la localización es significativamente inferior al de contar o no con exoneración de impuestos a la inversión. Es decir, no se verifica una diferencia muy significativa entre las diferentes localidades consideradas.

6.2.3 Resultados de LCOH y comparación con Leña y Fuel Oil

En esta sección se presentan los resultados de comparar el precio por kWh de la energía solar con los combustibles Leña y Fuel Oil para los 3 tamaños de campo solar simulados (Figuras 28 a 39). A modo de resumen y como valores representativos, al igual que en el resto de las secciones del análisis, se muestra lo encontrado para 3 de los valores de temperatura analizados y para las mismas 2 localidades que en las secciones anteriores, Montevideo y Salto.

Campo Solar Fresnel pequeño (93m²)

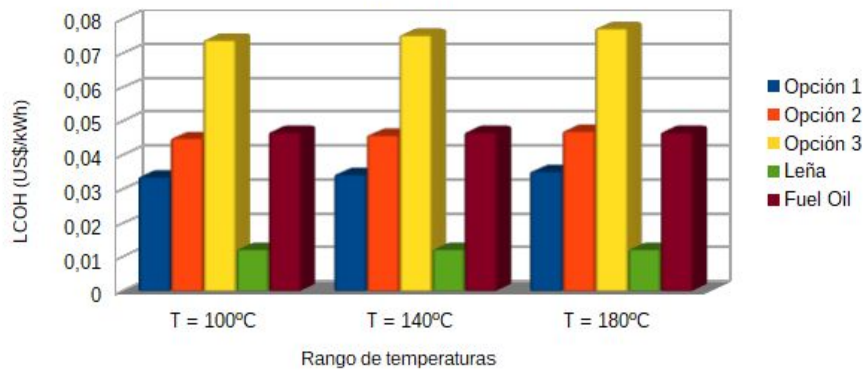


Figura 28: Comparación del LCOH de un campo Fresnel de 93m² con el de la Leña y el Fuel Oil, para diferentes temperaturas de trabajo, en Montevideo. Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

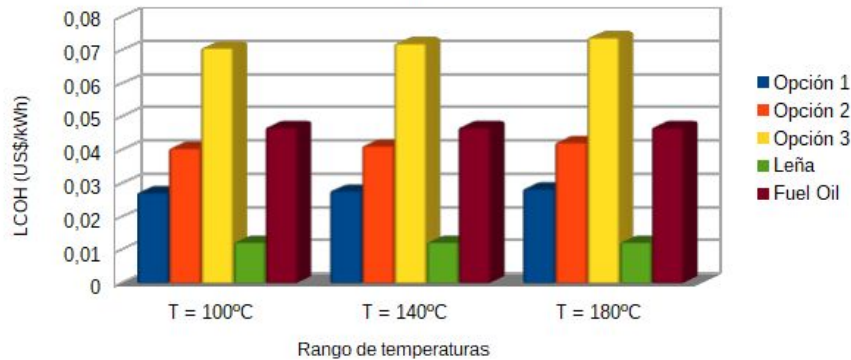


Figura 29: Comparación del LCOH de un campo Fresnel de 93m² con el de la Leña y el Fuel Oil, para diferentes temperaturas de trabajo, en Salto. Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

Campo Solar **Fresnel** mediano (5736m²)

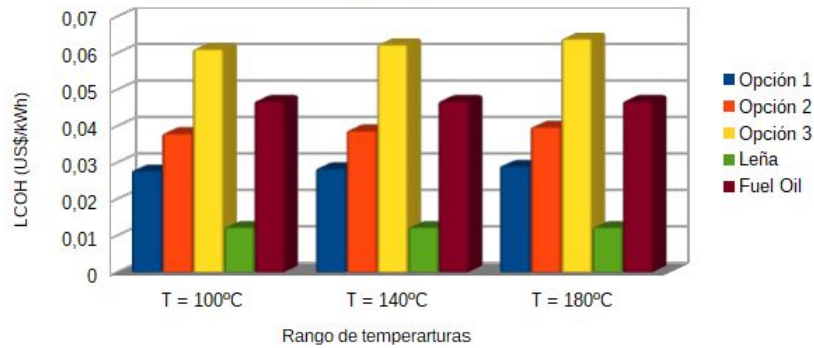


Figura 30: Comparación del LCOH de un campo Fresnel de 5736m² con el de la Leña y el Fuel Oil, para diferentes temperaturas de trabajo en Montevideo. Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

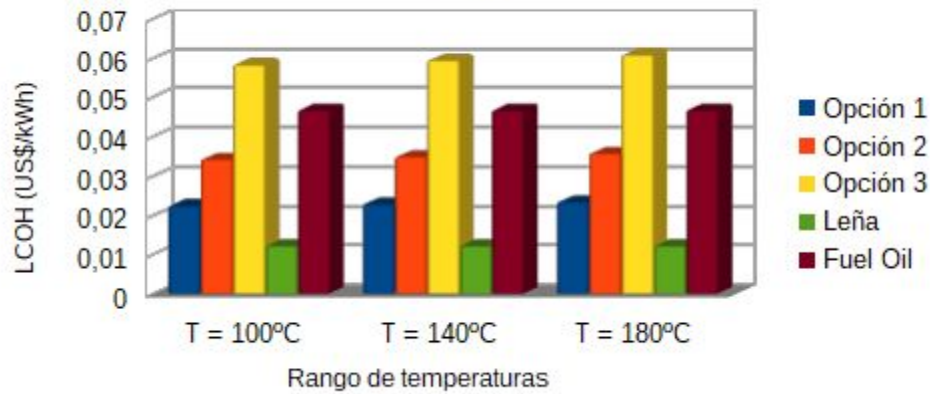


Figura 31: Comparación del LCOH de un campo Fresnel de 5736m² con el de la Leña y el Fuel Oil, para diferentes temperaturas de trabajo, en Salto. Las opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

Campo Solar Fresnel grande (22720m²)

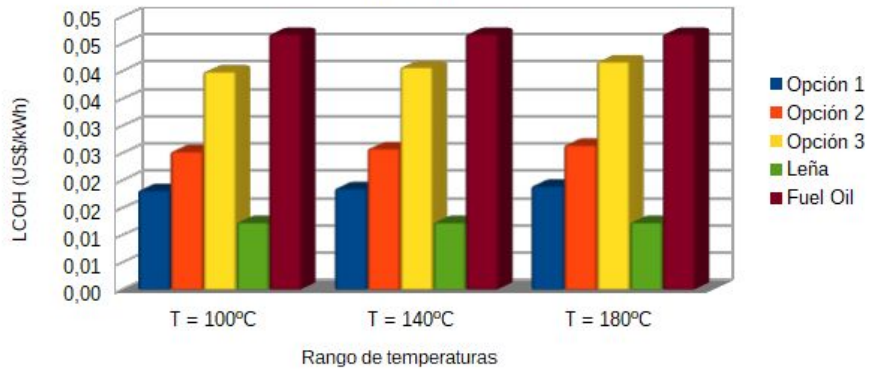


Figura 32: Comparación del LCOH de un campo Fresnel de 22720m² con el de la Leña y el Fuel Oil, para diferentes temperaturas de trabajo en Montevideo. Las Opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

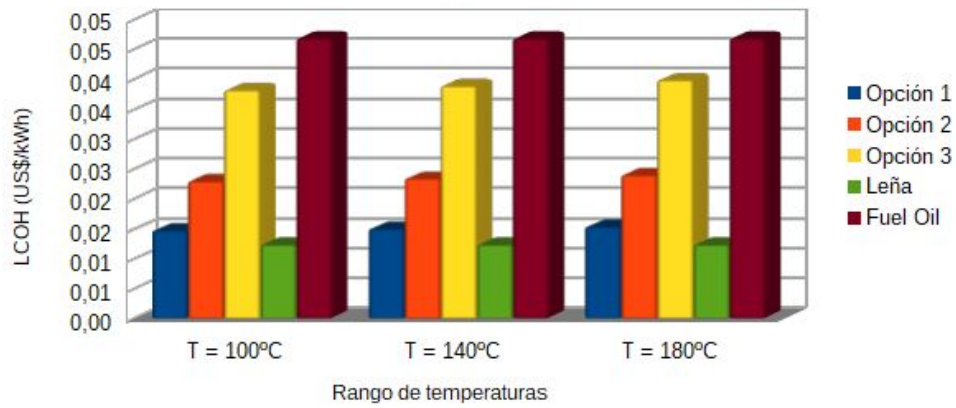


Figura 33: Comparación del LCOH de un campo Fresnel de 22720m² en Salto, con el de la Leña y el Fuel Oil. Las Opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

Campo Solar PTC pequeño (76m²)

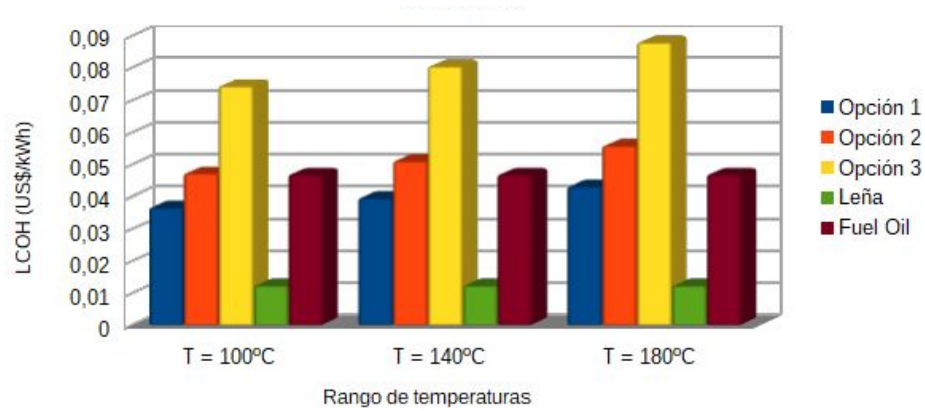


Figura 34: Comparación del LCOH de un campo PTC de 76m² en Montevideo, con el de la Leña y el Fuel Oil, para diferentes temperaturas de trabajo. Las opciones corresponden a las situaciones de exoneración de IRAE.

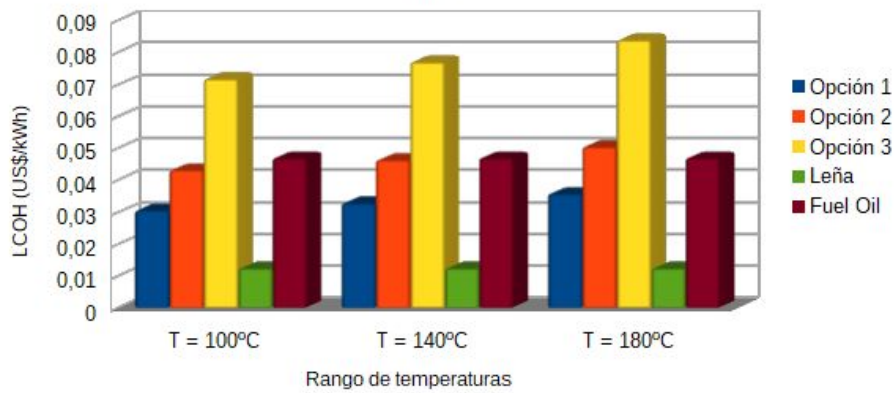


Figura 35: Comparación del LCOH de un campo PTC de 76m² en Salto, con el de la Leña y el Fuel Oil, para diferentes temperaturas de trabajo. Las opciones corresponden a las situaciones de exoneración de IRAE.

Campo Solar PTC mediano (4650m²)

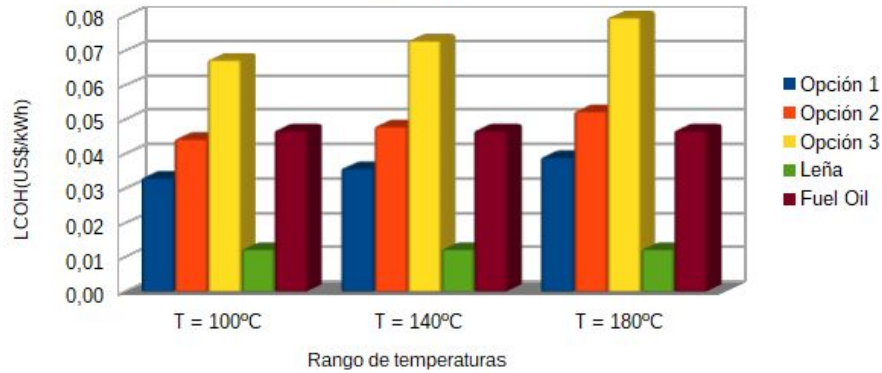


Figura 36: Comparación del LCOH de la Energía Solar Térmica con el de la Leña y el Fuel Oil, para diferentes temperaturas de trabajo en la localidad de Montevideo un campo PTC de 4650m². Las Opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

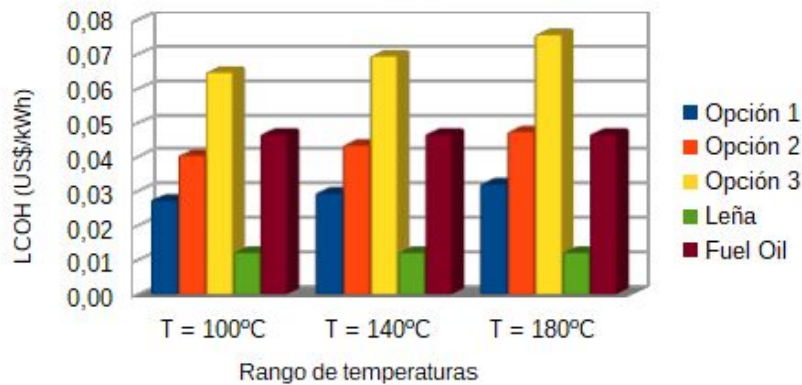


Figura 37: Comparación del LCOH de la Energía Solar Térmica con el de la Leña y el Fuel Oil, para diferentes temperaturas de trabajo en la localidad de Salto un campo PTC de 4650m². Las Opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

Campo Solar PTC grande (18315m²)

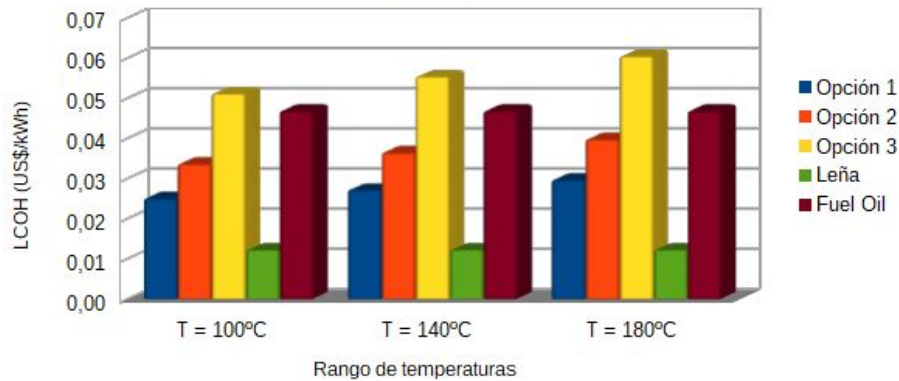


Figura 38: Comparación del LCOH de la Energía Solar Térmica con el de la Leña y el Fuel Oil, para diferentes temperaturas de trabajo en la localidad de Montevideo un campo PTC de 18315m². Las Opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

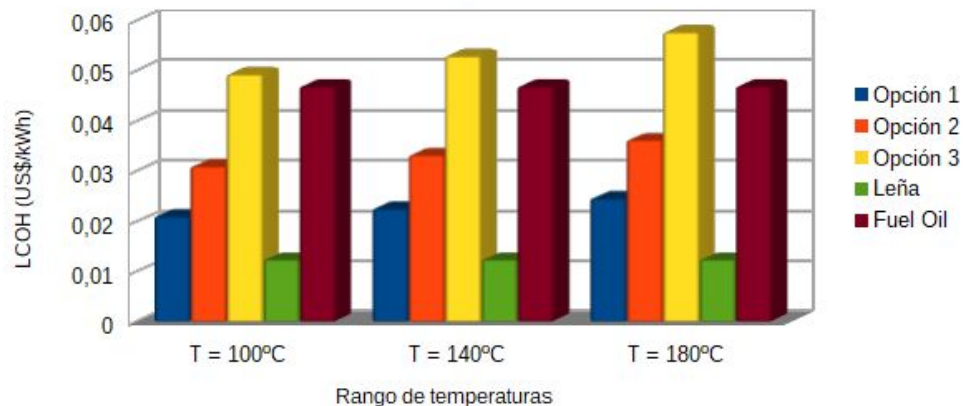


Figura 39: Comparación del LCOH de la Energía Solar Térmica con el de la Leña y el Fuel Oil, para diferentes temperaturas de trabajo en la localidad de Salto un campo PTC de 18315m². Las Opciones están dadas por las situaciones posibles de exoneración de IRAE.

Trabajando con la opción de exoneración 1, la generación de energía solar térmica se vuelve competente frente a los combustibles convencionales, principalmente con el fuel oil que posee un precio en el mercado superior al de la leña.

Si bien competir con la leña es difícil, para ciertas combinación de localidad, temperatura, tamaño del campo y opción de exoneración de IRAE es posible llegar a valores cercanos al precio de la Leña. Esto ocurre para el mayor tamaño de campo solar de tecnología Fresnel ubicado en algunas localidades del interior, en donde se logran valores de LCOH de 15 US\$/MWh, frente a los 12,5 US\$/MWh de la Leña. Las plantas Fresnel, en todas las localidades y de todos los tamaños, con opciones de exoneración 2 (exoneración

del total permitido, en el máximo período permitido) y 1 (exoneración del total permitido, en el primer año), resultan competitivas con respecto al Fuel Oil.

Para el caso de que la empresa no pueda exonerar absolutamente nada de IRAE (opción 3) aún es posible lograr que resulte rentable la inversión si se compara con Fuel Oil, los campos solares con tecnología Fresnel de mayor tamaño en ambas localidades.

Observando el LCOH asociado a la tecnología PTC, éste se aleja del precio de la Leña, pero para las opciones de exoneración de IRAE 1 y 2 sí es posible obtener valores cercanos e incluso menores al del Fuel Oil.

6.2.4 Resultados del estudio a 10 años con tasa de descuento del 12%

La Figura 40 muestra los resultados del análisis con parámetros económicos más comúnmente utilizados para inversiones a nivel industrial.

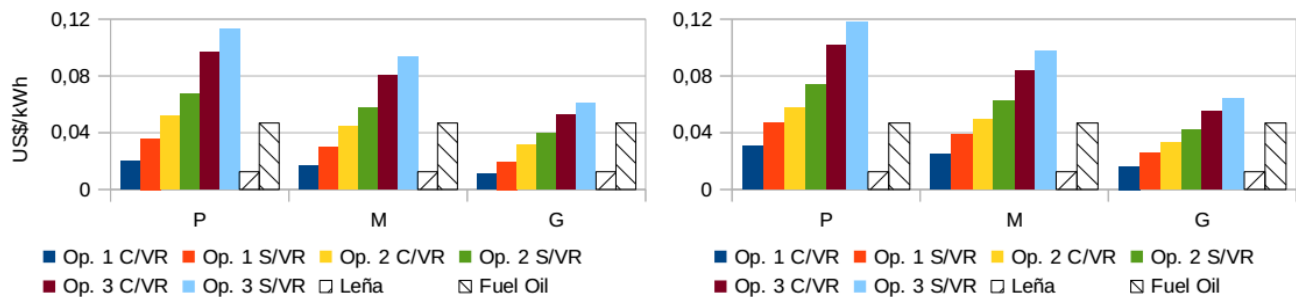


Figura 40: LCOH para modelo LFT, tasa de descuento de 12% y período de 10 años. Izquierda: Salto, 140°C. Derecha: Montevideo, 140°C. P, M y G indican los tamaños pequeño, mediano y grande de campo. Op. 1, 2 y 3 corresponden a las diferentes opciones de exoneración. S/VR: sin valor residual; C/VR: con valor residual.

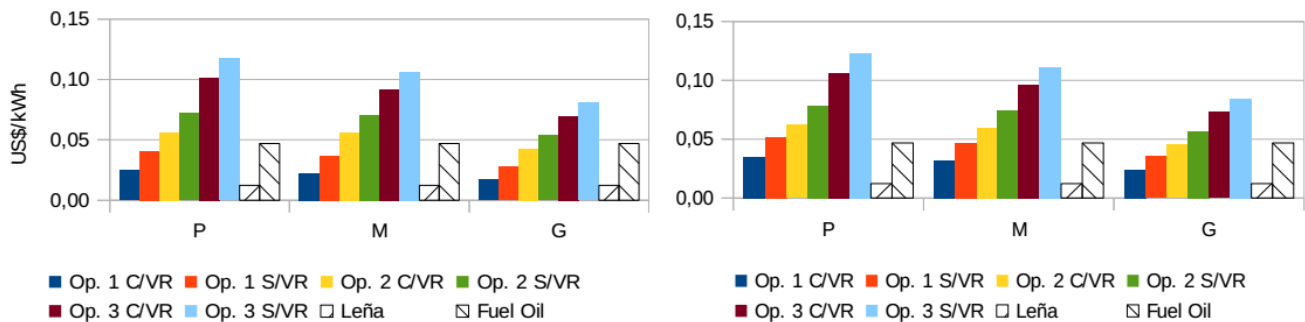


Figura 41: LCOH para modelo PTC, tasa de descuento de 12% y período de 10 años. Izquierda: Salto, 140°C. Derecha: Montevideo, 140°C. P, M y G indican los tamaños pequeño, mediano y grande de campo. Op. 1, 2 y 3 corresponden a las diferentes opciones de exoneración. S/VR: sin valor residual; C/VR: con valor residual.

Se observan cambios significativos, si se considera o no el valor residual al final de los 10 años. Sin embargo, el mayor efecto sigue siendo el de exoneración del IRAE.

Con estos parámetros, en ningún caso, al prescindir de las exoneraciones de IRAE, se llega a valores de LCOH menores que el precio del Fuel Oil, tanto si se considera el valor



residual como si no. Sin embargo, sí se logra competir con el Fuel Oil cuando se considera la opción de exoneración 2 (total permitido, en el período máximo permitido), para el tamaño grande de campo LFT (independientemente de la inclusión o no del valor residual), tanto para Salto como para Montevideo. Para los tamaños pequeño y mediano, la competencia respecto del Fuel Oil depende de si se considera el valor residual o no, para la opción 2.

Es de destacar que para LFT, opción 1 (exoneración total permitida, en el primer año), el LCOH es siempre menor que el precio del Fuel Oil, y se acerca a la Leña (e incluso está por debajo en algún caso) a medida que el tamaño aumenta y se tiene en cuenta el valor residual.

Este análisis es similar para PTC, aunque los valores de LCOH en todos los casos son mayores y en ningún caso menores que el precio de la Leña.

7. Conclusiones

Se ha implementado de forma satisfactoria, la simulación de campos solares para la generación de calor industrial, en el entorno TRNSYS. Se han ejecutado estudios de comportamiento térmico a lo largo de un año, para varias localidades del Uruguay, utilizando los *AMTuy* disponibles.

Asimismo, se ha trabajado fuertemente en el relevamiento y la interpretación de los diferentes parámetros físicos que hacen al comportamiento térmico, y más específicamente al rendimiento, de los concentradores solares de foco lineal, tanto Cilindroparabólicos como Fresnel. Se han identificado e interpretado las diferentes formas de presentación de algunos parámetros, como el *IAM*, encontrando sutilezas que son relevantes a la hora del cálculo de performance.

Algunos aspectos relevantes a la hora del cálculo de energía generada son:

- Rendimiento óptico en incidencia normal ($\eta_{opt,0}$), *IAM*, coeficientes de pérdidas térmicas y C_r : Todos estos parámetros inciden significativamente sobre el rendimiento de los colectores. Los PTC en general tienen mejor comportamiento óptico, tanto en incidencia normal como a diferentes ángulos de incidencia, que los LFT. Por el contrario, los LFT en general tienen menores pérdidas térmicas que los PTC, debido a que por un lado, cuentan con un absorbedor algo más aislado del ambiente exterior (presencia de reflector secundario y a veces contenido en una cámara), y por el otro, a que pueden lograr relaciones de concentración mayores. Se debe prestar especial atención a la forma en que se presenta la información de *IAM*, p. ej. en lo que refiere a la inclusión o no del $\cos \theta$, dado que no hay un consenso al respecto.
- Pérdidas nocturnas: es un aspecto operativo que influye significativamente sobre el resultado de calor obtenido. Dado que los modelos de LFT en general tienen pérdidas térmicas más bajas y potencialmente C_r más alta que los de PTC (ver Tabla 1), si la



operación normal continúa durante toda la noche (cuando no hay radiación solar pero hay pérdidas térmicas), los modelos Fresnel se comportan de manera similar o incluso mejor que los PTC, si la temperatura de trabajo es relativamente alta. Sin embargo, si no hay pérdidas nocturnas (en caso de drenar los receptores y almacenar el fluido en un recipiente adiabático), los modelos PTC mejoran significativamente y de forma más marcada que los LFT. Debido a que el rendimiento óptico de los PTC es mayor que para LFT, en general los primeros producen más energía, para una misma área de apertura, si no hay pérdidas en la noche.

Para complementar la producción de los diferentes tamaños de generadores de vapor considerados —de 70 kW, 4200 kW y 13000 kW— con campos de tamaños de 75-95 m², 4700-5700 m² y 18000-23000 m², respectivamente, se consigue sustituir alrededor del 25% de la producción anual (trabajando a 140°C), siendo menores los campos de concentradores PTC y mayores los de LFT. Las inversiones correspondientes se encuentran comprendidas entre los 35000 US\$ y 5-6 millones de US\$.

Respecto al análisis de viabilidad económica, se destaca que para todas las localidades, así como para todos los niveles de temperatura de trabajo y tamaños analizados, la tecnología Fresnel tiene mejores resultados de retorno de la inversión que la PTC.

En ciertos escenarios tenidos en cuenta en este estudio, en un período de 20 años y 8% de tasa de descuento, el costo del kWh solar resultante (LCOH), puede ser inferior al de la energía convencional. 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 al precio de la Leña. Sin embargo, en ninguno de los casos estudiados se logran valores de LCOH menores 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, a diferencia de la localización, que tiene un efecto mucho menor.

Por otra parte, si los parámetros económicos son más restrictivos (10 años, 12% de tasa de descuento), la competitividad de ambas tecnologías, respecto del Fuel Oil, depende de las exoneraciones fiscales. En general se puede decir que se hace competitiva para las dos situaciones de exoneración consideradas aquí. Incluso, para tamaños de campo grandes y exoneración del total permitido en el primer año, la tecnología Fresnel llega a competir con la Leña. Al igual que con el otro set de parámetros, los valores de LCOH para PTC son mayores que para Fresnel.

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). Esto resulta en que los resultados aquí presentados puedan tener una incertidumbre no despreciable. Sin embargo, 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 en caso de querer aprovechar la energía disponible en días de fin de semana, o de forma más general, si la curva de consumo del establecimiento en particular está desfasado 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 en seis de los siete días de la semana, sin necesidad de contar con acumulación. En casos en que el consumo y la disponibilidad del calor generado no coinciden en el tiempo, se hace necesario contar con un sistema de acumulación, lo cual incrementa los costos.

Tampoco se ha considerado la opción de inversión con capital mixto, la cual en general resulta en una mayor rentabilidad.



Referencias

- [Alo, 2016] R. Alonso, M. Bidegain, G. Abal, P. Modernell. Año Meteorológico Típico para aplicaciones de energía solar – AMTUes, Memoria Técnica. Laboratorio de Energía Solar - Uruguay, 2016.
- [Ber, 2009] 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.
- [Duf, 1974] J.A. Duffie and W. A. Beckman, “Solar Engineering of Thermal Processes”, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, EEUU, 1974.
- [Eck, 2014] M. Eck, T. Hirsch, J. F. Feldhoff, D. Kretschmann,, J. Dersch, A. Gavilan Morales, L. Gonzalez-Martinez, C. Bachelier, W. Platzler, K.-J. Riffelmann, M. Wagner. Guidelines for CSP yield analysis – optical losses of line focusing systems; definitions, sensitivity analysis and modeling approaches. SolarPACES 2013, Energy Procedia 49, 1318 – 1327, 2014.
- [ESP, 2018] Energía Solar para Procesos Industriales, ReSPI, Solatom, <http://www.ressspi.com/>, 2018.
- [IEA, 2015a] IEA TASK 49, Solar Process Heat for Production and Advanced Applications. 2015.
- [IEA, 2015b] IEA TASK 49, Process Heat Collectors: State of the Art and available medium temperature collectors. 2015.
- [LES, 2018] Laboratorio de energía solar, Universidad de la República, 2018. www.les.edu.uy
- [Lil, 2017] I. 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.
- [Mil, 2012] 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.
- [MPE, 2015] Mercado potencial en España y aplicaciones en tecnologías solares de concentración de media temperatura. Solar Concentra, España, 2015.



[Sol, 2018] Solar Collector Factsheet NEP Polytrough 1800, NEP Solar AG, 2018.
<http://www.spf.ch/fileadmin/daten/reportInterface/kollektoren/factsheets/scf1549en.pdf>

[Tec, 2018] Technical data, linear Fresnel collector LF-11, Industrial Solar GmbH, 2018.
<https://www.industrial-solar.de/en/products/fresnel-collector/>

[TRa, 2017] A TRaNsient SYstems Simulation Program, University of Winsconsin, 2017.
<http://sel.me.wisc.edu/trnsys/>.

[Wei, 2014] G. Weinrebe, F. von Reeken, S. Arbes, A. Schweitzer, M. Wöhrbach, J. Finkbeiner. Calor y energía termosolar - Tecnología de colector cilindro parabólica para Chile. Deutsche Gesellschaft für, Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, 2014.



Anexos

Anexo 1

Generación de energía y rendimientos anuales

Resultados correspondientes a las simulaciones de las tecnologías para cada localidad en estudio, diferenciando entre las situaciones de captación 1 y 2 y para temperaturas de trabajo comprendidas entre los 100 y 180°C.

Tabla A1.1 Energía generada y rendimiento de la tecnología PTC para cada situación de captación de calor simulada en Colonia.

PTC - Colonia				
T_{in} (°C)	Energía generada (1*) (kJ/yr)	η_1	Energía generada (2*) (kJ/yr)	η_2
100	4,25E+07	0,385	5,61E+07	0,542
120	3,59E+07	0,326	5,37E+07	0,498
140	2,88E+07	0,261	5,13E+07	0,465
160	2,13E+07	0,193	4,87E+07	0,442
180	1,32E+07	0,120	4,60E+07	0,417

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas anteriormente.

Tabla A1.2 Energía generada y rendimiento de la tecnología PTC para cada situación de captación de calor simulada en Rocha.

PTC - Rocha				
T_{in} (°C)	Energía generada (1*) (kJ/yr)	η_1	Energía generada (2*) (kJ/yr)	η_2
100	3,76E+07	0,368	5,14E+07	0,504
120	3,10E+07	0,304	4,92E+07	0,482
140	2,39E+07	0,235	4,68E+07	0,459
160	1,64E+07	0,161	4,44E+07	0,435
180	8,30700E+06	0,081	4,18630E+07	0,410

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas anteriormente.



Tabla A1.3 Energía generada y rendimiento de la tecnología PTC para cada situación de captación de calor simulada en Rivera.

PTC - Rivera				
T_{in} (°C)	Energía generada (1*) (kJ/yr)	η_1	Energía generada (2*) (kJ/yr)	η_2
100	4,07E+07	0,384	5,42E+07	0,511
120	3,42E+07	0,323	5,20E+07	0,490
140	2,72E+07	0,256	4,96E+07	0,468
160	1,97E+07	0,186	4,72E+07	0,445
180	1,16E+07	0,110	4,46E+07	0,421

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas anteriormente.

Tabla A1.4 Energía generada y rendimiento de la tecnología LFT para cada situación de captación de calor simulada en Colonia.

LFT - Colonia				
T_{in} (°C)	Energía generada (1*) (kJ/yr)	η_1	Energía generada (2*) (kJ/yr)	η_2
100	3,67E+07	0,408	3,91E+07	0,435
120	3,52E+07	0,392	3,86E+07	0,429
140	3,35E+07	0,372	3,80E+07	0,423
160	3,15E+07	0,351	3,74E+07	0,416
180	2,93E+07	0,326	3,68E+07	0,409

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas anteriormente.



Tabla A1.5 Energía generada y rendimiento de la tecnología LFT para cada situación de captación de calor simulada en Rocha.

LFT - Rocha				
T_{in} (°C)	Energía generada (1*) (kJ/yr)	η_1	Energía generada (2*) (kJ/yr)	η_2
100	3,33E+07	0,405	3,57E+07	0,435
120	3,18E+07	0,388	3,53E+07	0,429
140	3,01E+07	0,367	3,47E+07	0,423
160	2,82E+07	0,343	3,42E+07	0,416
180	2,60E+07	0,316	3,35E+07	0,408

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas anteriormente.

Tabla A1.6 Energía generada y rendimiento de la tecnología LFT para cada situación de captación de calor simulada en Rivera.

LFT - Rivera				
T_{in} (°C)	Energía generada (1*) (kJ/yr)	η_1	Energía generada (2*) (kJ/yr)	η_2
100	3,80E+07	0,429	4,03E+07	0,455
120	3,65E+07	0,413	4,00E+07	0,450
140	3,48E+07	0,393	3,93E+07	0,444
160	3,28E+07	0,371	3,87E+07	0,438
180	3,06E+07	0,347	3,80E+07	0,430

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas anteriormente.



Tabla A1.7 Energía generada y rendimiento de la tecnología PTC normalizada para cada situación de captación de calor simulada en Colonia.

PTCN - Colonia		
T_{in} (°C)	Energía generada (2*) (kJ/yr)	η_2
100	6,99E+07	0,532
120	6,79E+07	0,517
140	6,58E+07	0,501
160	6,36E+07	0,484
180	6,13E+07	0,467

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas anteriormente.

Tabla A1.8 Energía generada y rendimiento de la tecnología PTC normalizada para cada situación de captación de calor simulada en Rocha.

PTCN - Rocha		
T_{in} (°C)	Energía generada (2*) (kJ/yr)	η_2
100	6,42400E+07	0,528
120	6,23130E+07	0,512
140	6,02970E+07	0,496
160	5,81970E+07	0,478
180	5,60000E+07	0,460

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas anteriormente.



Tabla A1.9 Energía generada y rendimiento de la tecnología PTC normalizada para cada situación de captación de calor simulada en Rivera.

PTCN - Rivera		
T_{in} (°C)	Energía generada (2*) (kJ/yr)	η_2
100	6,75E+07	0,534
120	6,56E+07	0,519
140	6,36E+07	0,503
160	6,15E+07	0,486
180	5,93E+07	0,469

(*) Los números están asociados a las situaciones de generación mencionadas anteriormente.

Anexo 2

Análisis económico

En este anexo correspondiente al informe asociado a la generación de calor para procesos industriales se presentan los resultados obtenidos de LCOH para la variación de los diferentes parámetros influyentes en el valor del mismo (temperatura de trabajo, tamaño del campo solar, localidad).

Como condiciones generales, se utilizó una tasa de descuento igual a 8% para el análisis económico y un período de evaluación de 20 años.

Las diferentes situaciones consideradas en cuanto a la exoneración de IRAE fueron las siguientes:

- Opción 1: Descontando la totalidad del IRAE permitido por la Comisión de aplicación de ley de inversiones (COMAP) en el primer ejercicio.
- Opción 2: Descontando la totalidad del IRAE permitido por la COMAP en el máximo período de tiempo posible y afectada por la tasa de descuento.
- Opción 3: Sin descontar IRAE.



Fresnel 93m²

Tabla A2.1 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 180°C un campo Fresnel de 93m².

	LCOH (US\$/kWth) - 180°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,02847	0,04233	0,07376
Rivera	0,03024	0,04496	0,07835
Colonia	0,03122	0,04554	0,07804
Rocha	0,03420	0,04989	0,08549
Montevideo	0,03529	0,04716	0,07739

Tabla A2.2 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 140°C un campo Fresnel de 93m².

	LCOH (US\$/kWth) - 140°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,02779	0,04132	0,07201
Rivera	0,02951	0,04387	0,07645
Colonia	0,03043	0,04438	0,07605
Rocha	0,03326	0,04851	0,08313
Montevideo	0,03441	0,04597	0,07544



Tabla A2.3 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 100°C un campo Fresnel de 93m².

	LCOH (US\$/kWth) - 100°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,02728	0,04056	0,07069
Rivera	0,02891	0,04297	0,07489
Colonia	0,02945	0,04296	0,07362
Rocha	0,03253	0,04745	0,08131
Montevideo	0,03373	0,04507	0,07396

Fresnel 5736m²

Tabla A3.3 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 180°C un campo Fresnel de 5736m².

	LCOH (US\$/kWth) - 180°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,02355	0,03587	0,06100
Rivera	0,02501	0,03810	0,06479
Colonia	0,02582	0,03856	0,06454
Rocha	0,02828	0,04223	0,06670
Montevideo	0,02919	0,03984	0,06399



Tabla A3.4 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 140°C un campo Fresnel de 5736m².

	LCOH (US\$/kWth) - 140°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,02298	0,03501	0,05954
Rivera	0,02440	0,03717	0,06322
Colonia	0,02516	0,03757	0,06289
Rocha	0,02750	0,04107	0,06486
Montevideo	0,02846	0,03884	0,06238

Tabla A3.5 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 100°C un campo Fresnel de 5736m².

	LCOH (US\$/kWth) - 100°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,02256	0,03437	0,05846
Rivera	0,02391	0,03642	0,06193
Colonia	0,02435	0,03637	0,06087
Rocha	0,02690	0,040169	0,06344
Montevideo	0,027900	0,03808	0,06116



Fresnel 22720m²

Tabla A3.6 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 180°C un campo Fresnel de 22720m².

	LCOH (US\$/kWth) - 180°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,01538	0,02398	0,03987
Rivera	0,01635	0,02548	0,04235
Colonia	0,01687	0,02576	0,04219
Rocha	0,01849	0,02822	0,04621
Montevideo	0,01908	0,02657	0,04183

Tabla A3.7 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 140°C un campo Fresnel de 22720m².

	LCOH (US\$/kWth) - 140°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,01501	0,02341	0,03892
Rivera	0,01595	0,02486	0,04132
Colonia	0,01645	0,02510	0,04111
Rocha	0,01798	0,02744	0,04494
Montevideo	0,01860	0,02590	0,04078



Tabla A3.8 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 100°C un campo Fresnel de 22720m².

	LCOH (US\$/kWth)-100°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,01474	0,02299	0,03821
Rivera	0,01563	0,02435	0,04048
Colonia	0,01592	0,02430	0,03979
Rocha	0,01758	0,02684	0,04395
Montevideo	0,01824	0,02539	0,03998

PTC 76m²

Tabla A3.9 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 180°C un campo PTC de 76m².

	LCOH (US\$/kWth)-180°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,03575	0,05043	0,08380
Rivera	0,03886	0,05486	0,09116
Colonia	0,03880	0,05394	0,08830
Rocha	0,04257	0,05919	0,09688
Montevideo	0,04324	0,05583	0,08792



Tabla A3.10 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 140°C un campo PTC de 76m².

	LCOH (US\$/kWth) - 140°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,03281	0,04628	0,07691
Rivera	0,03548	0,05009	0,08323
Colonia	0,03555	0,04942	0,08090
Rocha	0,03863	0,05371	0,08792
Montevideo	0,03960	0,05113	0,08052

Tabla A3.11 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 100°C un campo PTC de 76m².

	LCOH (US\$/kWth) - 100°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,03057	0,04312	0,07165
Rivera	0,03286	0,04639	0,07709
Colonia	0,03555	0,04548	0,07445
Rocha	0,03565	0,04957	0,08114
Montevideo	0,03659	0,04723	0,07439



PTC 4650m²

Tabla A3.12 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 180°C un campo PTC de 4650m².

	LCOH (US\$/kWth) - 180°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,03234	0,04762	0,07587
Rivera	0,03518	0,05180	0,08253
Colonia	0,03513	0,05086	0,07995
Rocha	0,03854	0,05580	0,08772
Montevideo	0,03915	0,05246	0,07960

Tabla A3.13 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 140°C un campo PTC de 4650m².

	LCOH (US\$/kWth) - 140°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,02968	0,04370	0,06963
Rivera	0,03212	0,04728	0,07536
Colonia	0,03218	0,04659	0,07324
Rocha	0,03498	0,05064	0,07960
Montevideo	0,03586	0,04805	0,07290



Tabla A3.14 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 100°C un campo PTC de 4650m².

	LCOH (US\$/kWth) - 100°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,02766	0,04072	0,06487
Rivera	0,02975	0,04381	0,06979
Colonia	0,02962	0,04288	0,06741
Rocha	0,03228	0,04673	0,07346
Montevideo	0,03313	0,04438	0,06735

PTC 18315m²

Tabla A3.15 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 180°C un campo PTC de 18315m².

	LCOH (US\$/kWth) - 180°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,02459	0,03621	0,05769
Rivera	0,02675	0,03939	0,06275
Colonia	0,03867	0,02669	0,06079
Rocha	0,03419	0,04321	0,06670
Montevideo	0,02669	0,03989	0,06053



Tabla A3.16 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 140°C un campo PTC de 18315m².

	LCOH (US\$/kWth) - 140°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,02257	0,03323	0,05294
Rivera	0,02443	0,03596	0,05730
Colonia	0,02448	0,03543	0,05569
Rocha	0,03103	0,03922	0,06053
Montevideo	0,02727	0,03653	0,05543

Tabla A3.17 Valor de LCOH para todas las localidades en estudio, trabajando a 100°C un campo PTC de 18315m².

	LCOH (US\$/kWth) - 100°C		
	Op. 1	Op. 2	Op. 3
Salto	0,02103	0,03096	0,04933
Rivera	0,02262	0,03331	0,05307
Colonia	0,02254	0,03261	0,05125
Rocha	0,02863	0,03619	0,05586
Montevideo	0,02254	0,03375	0,05121