

UNIVERSIDAD DE ALMERIA

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA

“Sistema solar con concentradores de foco lineal para producción de electricidad y calor de proceso industrial”



Curso 2018/2019

Alumno/a:

Alex Ralph Heffesse

Director/es:

Loreto Valenzuela Gutierrez
Eduardo Zarza Moya



Índice

1. Interés y Objetivos	2
2. Fases de la realización del TFM & Cronograma	2
3. Introducción	3
4. Metodología	12
4.1 Año Meteorológico Tipo	13
4.2 Herramienta de dimensionado de un Sistema Solar	15
4.2.1 Datos introducidos por el Usuario.....	15
4.2.2 Orientación al Usuario en cuanto a los parámetros de diseño	16
4.2.3 Dimensionamiento del Sistema Solar.....	18
4.2.2 Análisis económico-financiero.....	25
4.3 Determinación de Escenarios	35
5. Resultados	35
5.1 Año Meteorológico Tipo	36
5.2 Resultados de la herramienta de dimensionado de un Sistema Solar	37
5.2.1 Resultado de la herramienta para generación eléctrica	37
5.2.2 Resultado de la herramienta para generación de calor de proceso industrial.....	53
5. Bibliografía.....	66

1. Interés y Objetivos

El interés de realizar el presente TFM radica en la oportunidad encontrada sobre la temática, no solo como veta profesional, sino que, a su vez, la posibilidad de saciar el interés en profundizar y ampliar mis conocimientos en la energía térmica solar, específicamente en la tecnología de media concentración, la cual me ha llamado más la atención.

El objetivo principal del TFM es desarrollar una herramienta que permita realizar diseños adecuados de distintos sistemas de generación eléctrica y de calor de proceso a partir de un campo solar con captadores de foco lineal cilindroparábolicos, para ser implementado en la Argentina. Además, se buscará identificar y establecer distintos upgrades y downgrades al sistema diseñado para poder adaptar el mismo a distintas temperaturas, presupuestos e industrias con el objetivo de ofrecer una herramienta para dimensionar sistemas termosolares adaptables a las necesidades específicas del cliente.

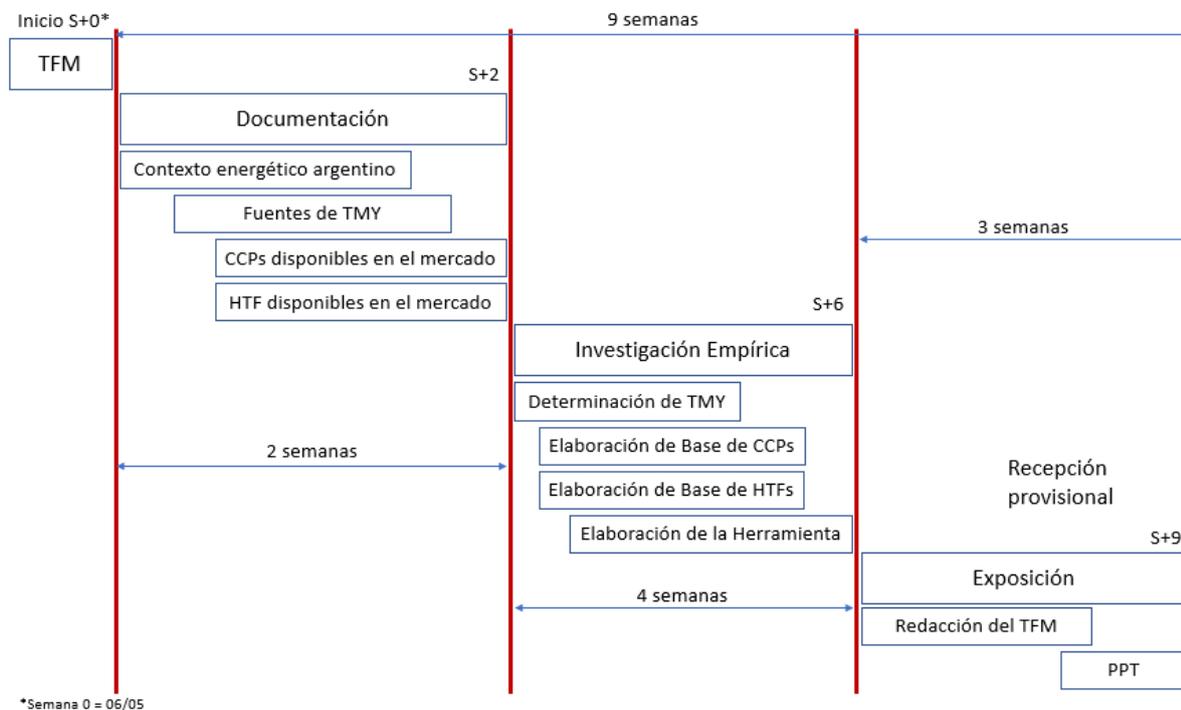
2. Fases de la realización del TFM & Cronograma

Las fases de la realización del TFM están bien diferenciadas unas de las otras y son las siguientes:

- Documentación: La investigación del presente TFM parte de los conocimientos procedentes de la temática en cuestión, lo cual exige una labor previa de documentación del estado actual del arte. En este caso, la etapa de recopilación de documentación incluye cuatro aspectos principales:
 - Contexto energético de la Argentina, sobre todo de Energías Renovables.
 - Año Meteorológico Tipo (Typical Meteorological Year, desde ahora TMY por sus siglas en inglés).
 - Tecnología de Captadores Cilindroparábolicos (CCP).
 - Fluidos Térmicos adecuados para utilización en CCP (Heat Transfer Fluids, desde ahora HTF por sus siglas en inglés).
- Investigación empírica: En este punto se realiza el trabajo específico de obtención de datos pertinentes y fidedignos para la elaboración de la herramienta de diseño y dimensionamiento de un sistema solar, el cual se apalanca en los mismos para elaborar un resultado robusto y significativo.
 - Determinación del TMY.
 - Base de CCP.
 - Base de HTF.
 - Elaboración de la herramienta para obtener un resultado técnico-económico-financiero del sistema solar deseado por el usuario.
- Exposición: En este último punto se busca exponer los resultados encontrados, dejando el output de la herramienta de tal forma que sea sencillo de entender y utilizar por cualquier usuario cercano o ajeno a la energía solar y, además, la redacción del documento del TFM, en el cual se incluirá la metodología detrás de la herramienta y se expondrán dos resultados, uno de un sistema solar para generación de electricidad y otro de un sistema solar para generación de calor de procesos.

En la Figura N°1 expuesta a continuación, se observa gráficamente las fases de realización del TFM en cuestión y la cronología, estando la línea de tiempo medida en semanas desde que se comenzó a realizar el TFM.

Figura N°1: Cronograma de elaboración del TFM.



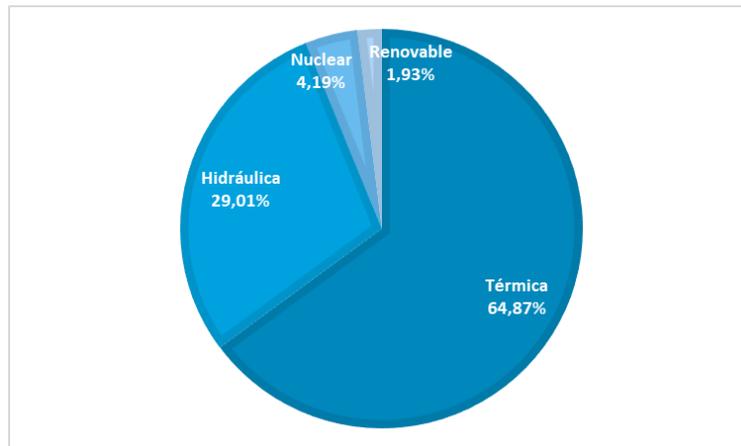
Fuente: Elaboración propia.

3. Introducción

En el presente Trabajo de Fin de Máster, de ahora en adelante TFM, se desarrollará una herramienta que permita realizar diseños adecuados de distintas plantas de generación eléctrica y de calor de proceso a partir de un sistema solar de foco lineal cilindroparabólico. El resultado de la herramienta permitirá al usuario tener un diseño del sistema solar deseado y a su vez, con gráficas de análisis lo orientará sobre la posibilidad de cambiar ciertos parámetros de diseño para obtener un sistema solar más competitivo.

Para ubicarnos en el contexto argentino en términos de generación eléctrica, es oportuno observar en el Gráfico N°1 la matriz energética de producción eléctrica de la Argentina, para entender con qué recursos se está generando electricidad actualmente.

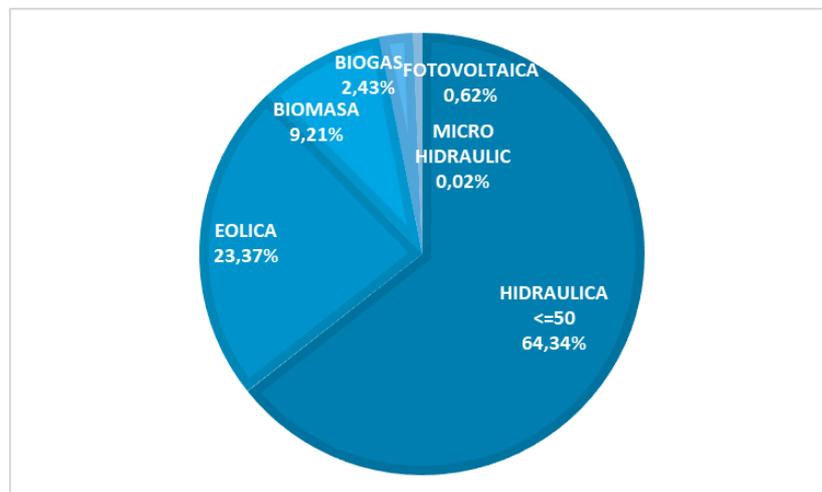
Gráfico N°1: Matriz de generación eléctrica argentina del año 2017, siendo el total generado de 136,5 TWh.



Fuente: “Informe Anual 2017” – Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA).

Se debe mencionar que del casi 65% de la generación eléctrica a partir de energía térmica, se corresponde en un 50% a un ciclo combinado, un 24% a turbinas de vapor, 22% a turbinas de gas y el resto a motores diésel, siendo en su totalidad fuentes fósiles. En cuanto a las energías renovables, la apertura de su poco menos de 2%, que se puede observar en el Gráfico N°2, muestra que su mayoría se corresponde al recurso hidráulico menor a 50 MW, considerado así por ley nacional 27.190, de fomento de energías renovables, y la generación de energía eléctrica fotovoltaica representa tan solo el 0,62%.

Gráfico N°2: Generación eléctrica a partir de fuentes renovables en la Argentina en el año 2017, siendo el total generado de 2,6 TWh.



Fuente: “Informe Anual 2017” – Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA).

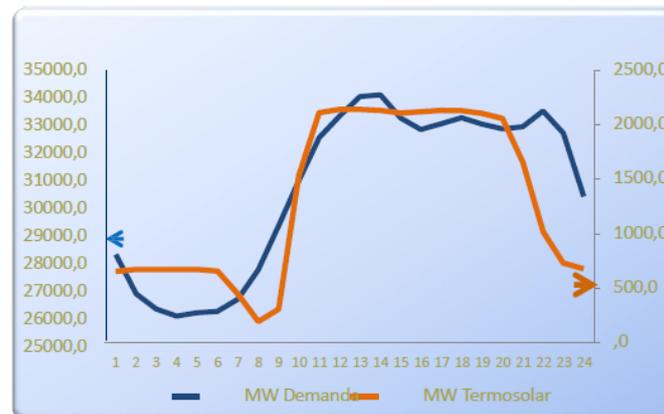
Habiendo visto la matriz eléctrica argentina y la escasa aportación que las fuentes con energías renovables tienen al sistema de generación del país, el gobierno actual, para impulsar la generación a partir de dichos recursos, entre el año 2017 y 2018, abrió dos licitaciones para realizar proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, bajo lo que se llamó el programa de licitaciones RenovAr. Hasta ahora, en solo dos

años, se licitaron más de 6.000 MW, teniendo en cuenta que en el año 2017 la potencia instalada a partir de fuentes renovables alcanzaba tan solo un 2% (capacidad instalada de dicho año aproximadamente 36.000 MW).¹ Además en mayo del presente año (2019) se ha realizado una tercera ronda de licitaciones denominada “MiniRen” con el objetivo de licitar 400 MW dirigida a PyMes ya que la potencia instalada máxima permitida es de 10 MW.

Del total de la capacidad ya licitada (primeras dos rondas), el 55% corresponde a la utilización de energía eólica y el 39% al recurso solar, aunque esta última mediante paneles fotovoltaicos únicamente. Se debe tener en cuenta que ambas fuentes mencionadas son de procedencia intermitente de su fuente de energía, puede haber tramos diarios sin vientos capaces de mover las aspas de los molinos eólicos, o bien puede haber un día nublado que reduzca drásticamente la radiación solar incidente, sin mencionar que la radiación está disponible únicamente en horario diurno. Es así como el autor de este TFM formula su primer interrogante: ¿Por qué no se licitó ningún proyecto de Energía Solar Térmica para la generación de energía eléctrica?

Durante el transcurso de la maestría, uno comienza a apreciar las ventajas de la energía solar térmica para la generación de electricidad, el de mayor relevancia, a mi entender, es la facilidad con la que se puede disponer de un sistema de almacenamiento adecuado, para convertir esta fuente de energía intermitente, a una un tanto más estable (dependiendo de la capacidad de almacenamiento instalada y el presupuesto o la inversión realizada) y de esta manera adaptar la generación eléctrica de estas centrales a la demanda eléctrica de los habitantes y así mejorar la gestionabilidad del recurso solar, al mismo tiempo que se consigue reducir la incertidumbre en cuanto a la obtención del recurso. Esto se puede apreciar con claridad en el Gráfico N°3:

Gráfico N°3: Ejemplo de curva diaria de electricidad termosolar en España (con potencia instalada de alrededor de 2,3 GWe).



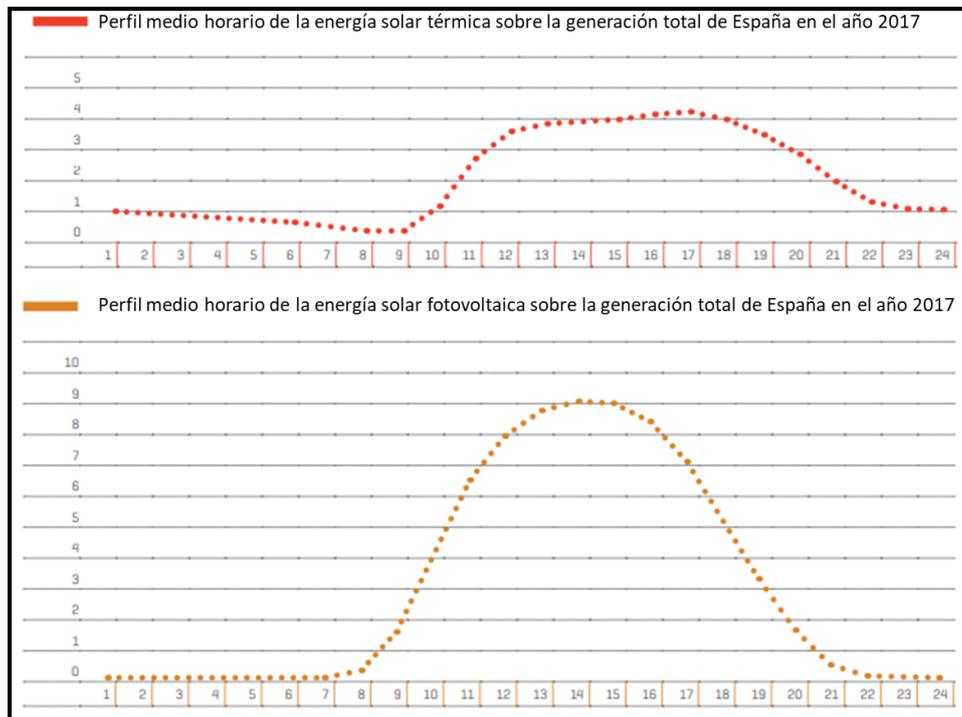
Fuente: “Las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español 2016” - Red Eléctrica de España.

En el Gráfico N°3 se ve como la energía termosolar puede ser aprovechada, mediante un adecuado sistema de almacenamiento, para la generación de electricidad en horarios donde hay demanda eléctrica pero no se dispone de recurso solar suficiente como para abastecerla.

¹ Programa RenovAr - <https://www.argentina.gob.ar/renovar>

Es interesante observar también el Gráfico N°4, en donde si nos abstenemos de los porcentajes de representación de la termosolar y la fotovoltaica sobre la energía total generada en España, ya que los mismos dependen de la potencia instalada de cada uno, y nos centramos en la forma que toma cada curva, se pueden obtener conclusiones contundentes en cuanto a la consideración de la energía termosolar para la generación de electricidad.

Gráfico N°4: Perfil medio horario de la generación eléctrica solar térmica (arriba) y la fotovoltaica (abajo) sobre la generación total en España en el año 2017.



Fuente: “Las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español 2017” - Red Eléctrica de España.

Como se puede notar, la energía solar térmica resulta más fiable y gestionable, otorgando un perfil de generación más estable a lo largo del día. Además, permite generar electricidad durante las horas sin sol, y reducir el impacto de nubes transitorias a lo largo del día. El hecho de mitigar la intermitencia y así quitar incertidumbre al recurso solar, facilita su incorporación como energía primaria en las matrices eléctricas de los distintos países, ya que posibilita la planificación a corto y mediano plazo de la generación eléctrica para abastecer la demanda sin necesitar del back-up de distintos recursos fósiles, como lo puede ser una planta termoeléctrica a gas (caso típico de Argentina), para suplir los déficits de recurso.

Se debe destacar además, que la curva observada en el Gráfico N°4 para la termo-solar es así porque hoy en día se están operando las plantas de esta forma, pero la energía eléctrica proveniente de la energía termosolar será una alternativa para generar energía a partir de fuentes renovables en horarios donde no haya sol, incluso sus tanques de almacenamiento podrían ser útiles para aprovecharlos como vertedero de energía eléctrica de la red, y poder ser aprovechada en el momento que la demanda eléctrica lo requiera.

Ahora bien, sabiendo que la energía solar térmica presenta evidentes ventajas en cuanto a su gestionabilidad sobre la energía fotovoltaica e incluso sobre otros tipos de energías renovables, y, aun así, no es tenida en cuenta a la hora de licitar un proyecto de generación

eléctrica a partir de un recurso renovables en Argentina, queda evaluar el aspecto económico de la misma, lo que quizá explique el por qué todos los proyectos solares adjudicados en las licitaciones RenovAr son fotovoltaicos.

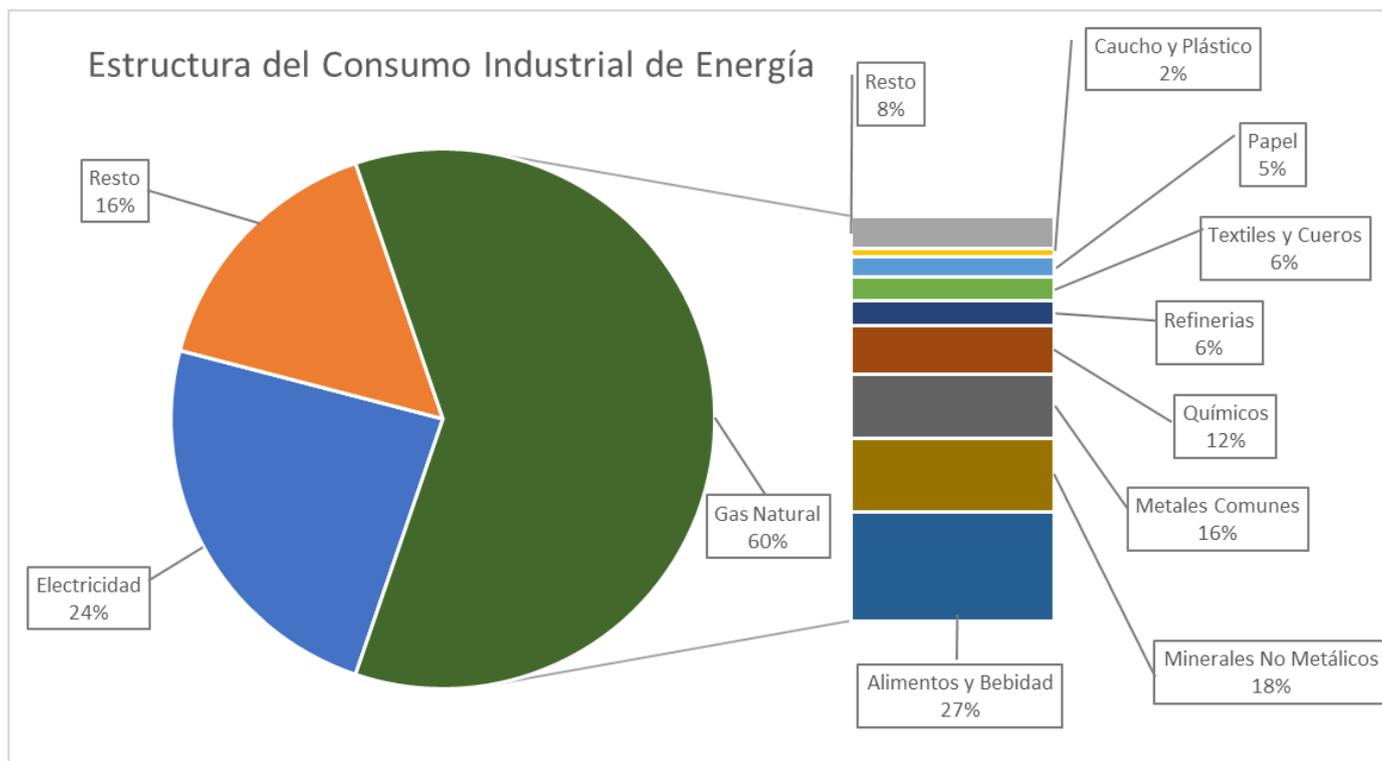
Antes de desarrollar en cuanto a precios y aspectos económicos de la tecnología, es importante mencionar que el fin de las licitaciones en curso radica en incrementar la capacidad instalada de las energías renovables para la generación eléctrica, y como se ha mencionado, dicho porcentaje es menor a un 2%. Hasta ahora, en estas licitaciones, la gestionabilidad del recurso no es una prioridad a la hora de buscar un apropiado recurso renovable, y esto sí será un inconveniente en el futuro próximo cuando la matriz energética tenga un gran porcentaje de fuentes renovables y se deba velar por la robustez y certeza del output diario a obtener de la misma.

En cuanto a la arista económica de las licitaciones, sabemos que el precio promedio ponderado de los proyectos solares adjudicados es de 50,35 USD/MWh, valor el cual se tendrá en cuenta como parámetro de comparación al del sistema termosolar a realizar, sabiendo que se trata de energía solar fotovoltaica únicamente.² A su vez, como se mencionó anteriormente, la energía eléctrica producida a partir de la termosolar podría ser utilizada para abastecer la demanda eléctrica durante horarios en donde la fotovoltaica no puede hacerlo, por lo cual no estaría compitiendo con el precio de esta, sino que con fuentes fósiles, nucleares o hidráulicas principalmente. Las licitaciones adjudicadas se celebran, contrato mediante, entre el generador licitante y CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico, S.A., que es el ente administrador y regulador del mercado eléctrico argentino). En dicho contrato, CAMMESA se compromete a pagar al precio licitado por un plazo de 20 años toda la energía eléctrica generada e inyectada en la red nacional.

Por otro lado, en este TFM se busca analizar la viabilidad económica de abastecer a la industria de calor de proceso mediante energía solar. Con la tecnología de foco lineal es posible alcanzar temperaturas de salida del campo solar entre 100°C y 400°C, temperaturas con las cuales es posible abastecer a la mayor cantidad de procesos de una gran cantidad de industrias. En el Gráfico N°5 se observa la estructura del consumo energético de la industria nacional argentina.

² Programa RenovAr, Ministerio de Energía y Minería - <https://www.minem.gob.ar/www/833/25871/precios-adjudicados-del-programa-renovar>

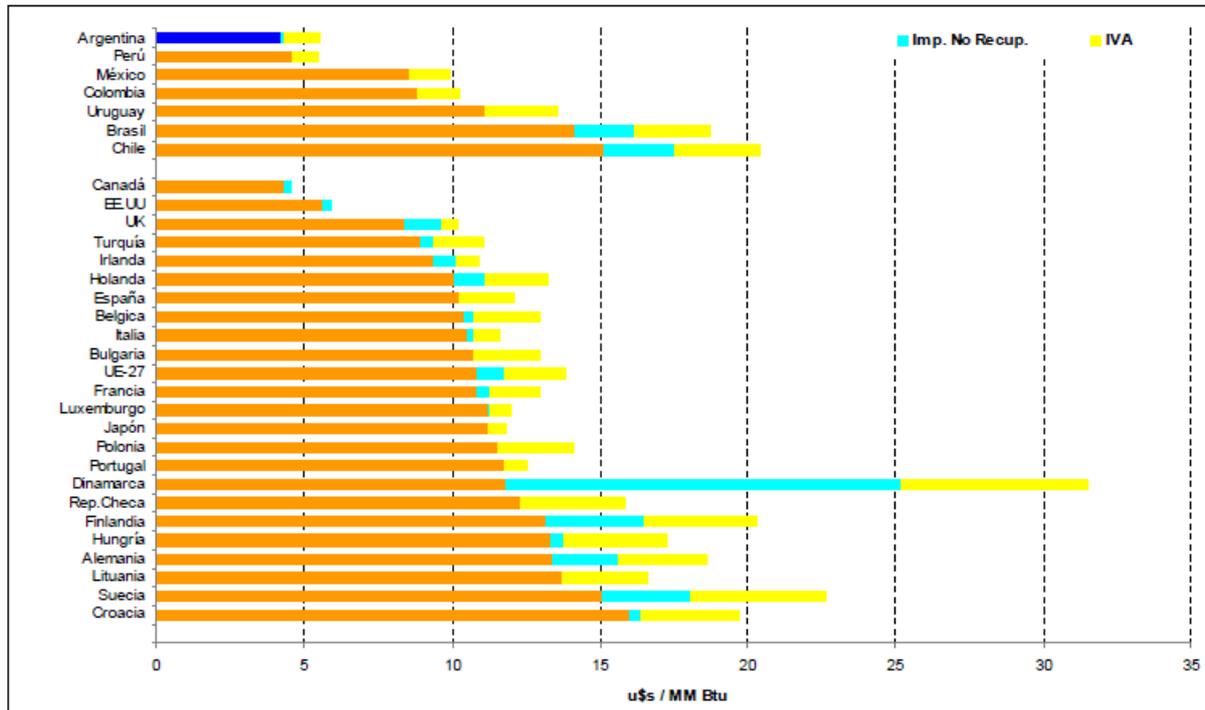
Gráfico N°5: Estructura del consumo energético de la Industria Argentina en el año 2012 y la apertura de las industrias dentro del calor de procesos.



Fuente: "Incidencia de los costos energéticos en el sector manufacturero argentino" – Instituto Argentino del Petróleo y el Gas.

En el gráfico anterior se evidencia el peso del gas natural para generación de calor de proceso en la industria argentina, y se muestra también una apertura de las industrias que más demandan dicha energía. En este punto es importante destacar que al ser el calor de proceso tan significativo como consumo energético de la industria así será también en la estructura de costos de los productos a realizar. En La Argentina no se realiza un uso eficiente del calor de proceso en comparación con otros países, justamente porque el gas natural cuenta con altos subsidios por parte del gobierno nacional. Es por este motivo que en el Gráfico N°6 se expone el precio del gas natural en la Argentina y se compara con el resto de los países de la región y otros en los que resulta de interés su comparación.

Gráfico N°6: Tarifas Industriales de Gas Natural a los Grandes Usuarios en el año 2012 (USD/MM Btu).

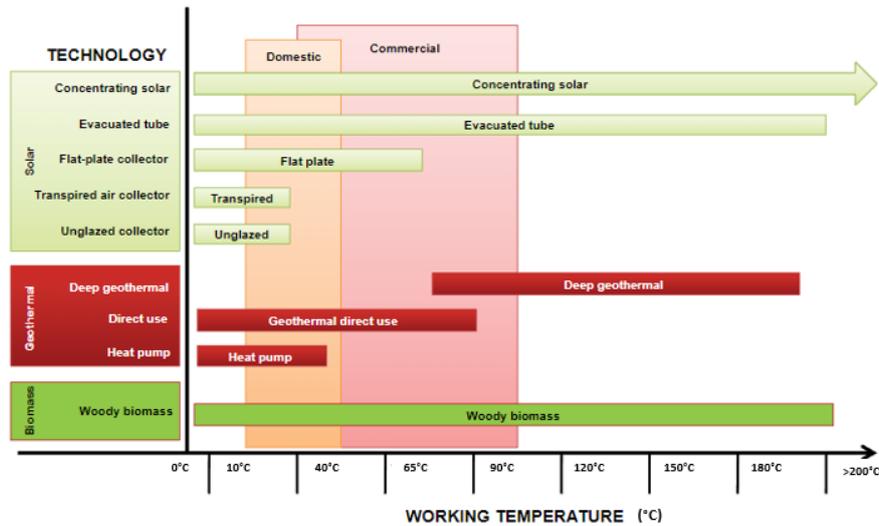


Fuente: “Incidencia de los costos energéticos en el sector manufacturero argentino” – Instituto Argentino del Petróleo y el Gas.

Algo similar sucede con la electricidad, la cual también se encuentra altamente subsidiada por el gobierno nacional argentino. Sin entrar en el ámbito político y cuestionar los subsidios, es conveniente hacer hincapié en que, puesto que en este TFM se propone incorporar una tecnología en el país para suplir en parte el 60% del consumo energético de la industria, la misma es probable que resulte excesivamente costosa, por el valor tan bajo que hoy en día están pagando los grandes usuarios por la energía producida con fuentes convencionales. La Argentina no solo tiene el precio más bajo del Mercosur, sino que está en un rango similar al de Canadá y Estados Unidos, ambos países desarrollados y siendo el segundo de ellos un gran productor de combustibles fósiles.

Ya sabemos que la mayor cantidad de energía consumida por una industria es debida al calor de procesos y que en su mayor parte se logra dicho calor a partir del Gas Natural y que esto es transversal a las distintas industrias en funcionamiento en la Argentina, ahora quedaría preguntarnos, ¿con que tecnología podríamos reemplazar el combustible fósil por un recurso renovable? En el Gráfico N°7 se presentan distintas tecnologías renovables (solar, geotérmica y biomasa) para suplir el calor de procesos a distintas temperaturas.

Gráfico N°7: *Tecnologías renovables para la generación de calor por temperaturas.*



Fuente: *Artículo sobre el calor de procesos - US Environmental Protection Agency (EPA)*³.

En este gráfico (Gráfico N°7) se ve claramente que la energía solar concentrada abarca tanto las bajas temperaturas como también las superiores, mientras que otras tecnologías termosolares sin concentración solamente son útiles para bajas temperaturas y la energía geotérmica se encuentran limitadas a temperaturas inferiores a los 200°C. De este gráfico se concluye que la tecnología solar concentrada resulta conveniente para abastecer el calor de procesos. En el Gráfico N°8 se observa el rango de temperatura de trabajo de diversas industrias y la tecnología solar que mejor los supe.

Gráfico N°8: *Tecnologías termosolares para distintas temperaturas de operación y proceso de diversas industrias.*



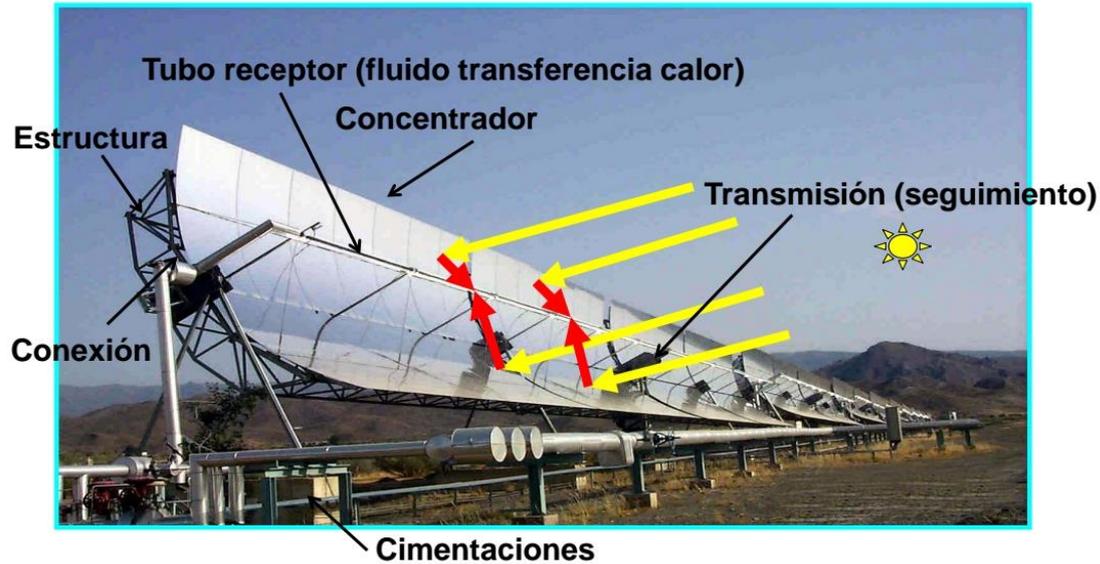
Fuente: *“Solar Process Heat for Production and Advanced Applications” – Año 2015 – Solar Heating & Cooling Programme – International Energy Agency (IEA)*⁴.

³ <https://www.epa.gov/rhc/renewable-space-heating>

⁴ www.iea-shc.org.

Los sistemas de concentración lineal, tecnología que se considera en el TFM a realizar, se encuentran identificados en el gráfico anterior. En estos sistemas encontramos tanto la tecnología de captadores cilindroparábólicos (CCP) como los concentradores lineales Fresnel (CLF). En la siguiente figura se observan los componentes de un sistema CCP.

Figura N°2: Componentes de los captadores cilindroparábólicos (CCP).



Fuente: Apunte de asignatura “Energía Solar de Media Concentración”

En la Figura N°2 se aprecia que el sistema cuenta con un concentrador parabólico de foco lineal donde se sitúa un tubo receptor por el cual circula el fluido de transferencia de calor. El conjunto se encuentra montado sobre una cimentación apropiada con una estructura y conexiones que posibilitan el seguimiento solar en un eje.

En la Figura N°3 se observa un esquema para un CLF.

Figura N°3: Componentes de los concentradores lineales Fresnel (CLF).



Fuente: Apunte de asignatura “Energía Solar de Media Concentración”

En el CLF, en vez de que el espejo concentrador sea único y con forma parabólica, los espejos son planos o ligeramente curvados, y entre ellos forman “n” parábolas todas con foco en el tubo receptor por donde circula el fluido de transferencia de calor.

Ambas tecnologías aprovechan únicamente la componente directa de la radiación solar, no así la difusa. Esto se debe a que un rayo solar es reflejado por el espejo siguiendo la ley de reflexión especular, para que incida en el tubo receptor, lo cual es posible lograr gracias al conocimiento de la posición solar, la dirección de la trayectoria de su haz y la geometría de los espejos en cuestión. En cambio, la radiación difusa, no tiene una trayectoria definida, por lo cual, a pesar de que se la puede reflejar, no se puede influir en la dirección en que la misma será reflejada, por lo cual dichos sistemas solamente trabajan con la radiación solar directa y en días nublados o lluviosos no son capaces de generar ni calor de procesos ni electricidad.

En este TFM se procederá con la tecnología de CCP ya que es de la cual se cuenta con más información y ha conseguido una mayor penetración comercial, tanto para generación de electricidad como generación de calor de procesos, hasta el momento.

Volviendo a la situación actual de Argentina, se debe destacar que se está exigiendo a los grandes usuarios de la industria abastecer su consumo energético a partir de fuentes renovables en distintos porcentajes, exigiendo que en el 2020 se alcance un mínimo de 20%. Esto demuestra que a pesar del subsidio al gas y a la electricidad, el gobierno busca formas de incrementar su porción de renovables minimizando los perjuicios económicos que pudiera traer aparejados a la economía nacional.

Es por esto por lo que este TFM es una oportunidad para evaluar la factibilidad de los sistemas solares de captadores cilindroparábolicos tanto para la generación de electricidad, como de calor de procesos, para luego si resulta técnica y económicamente, considerar la posibilidad de utilizarla para comenzar a realizar proyecto termosolares en la Argentina.

Como se observó en el Gráfico N°5, hay gran porción de industrias que consumen gas natural para abastecer de energía térmica a sus procesos, y las mismas en su mayoría se encuentran localizadas en la provincia de Buenos Aires, es por dicho motivo que se realizará la herramienta pensando en dicha localización para los sistemas de generación de calor de procesos, por lo que la obtención de los datos meteorológicos, para determinar el Año Meteorológico Tipo (Typical Meteorological Year, desde ahora TMY por sus siglas en inglés) se realizará para Buenos Aires. Además, se incluirán los TMY de la provincia de San Juan, ya que es el sitio donde se están instalando los campos fotovoltaicos de las licitaciones RenovAr y por contar con una irradiancia solar de 2.251 kWh/m²·año.

4. Metodología

En este apartado se desarrollará el procedimiento seguido tanto en la determinación de los años meteorológicos tipo, como el cálculo y dimensionamiento del campo y sistema solar, así como también el análisis económico-financiero del mismo.

4.1 Año Meteorológico Tipo

Los TMY son una recopilación de datos climatológicos representativos para una localidad específica, que están estructurados en valores horarios de diferentes parámetros meteorológicos por un periodo de un año. Los valores son obtenidos en base a una metodología de selección que utiliza los datos históricos registrados en esa localidad, o estimados para esa localidad a partir de imágenes satelitales, durante varios años.

Se procederá a explicar la metodología empleada, las fuentes de datos utilizadas, y el procedimiento de selección de los TMY a utilizar para Buenos Aires, cuyas coordenadas geográficas son Longitud = 058°22'38,03" y Latitud = S34°36'47,34". A continuación, se exponen las distintas fuentes de datos utilizadas:

- **Servicio Meteorológico Nacional (SMN):** Datos de temperatura, presión, viento y humedad de las estaciones meteorológicas y además datos que se obtienen mediante la medición de la radiación solar global y difusa.
- **SAM – NREL – IWECC (NREL):** Datos de radiación directa y difusa de estimación satelital.
- **Climate.One.Building (COB):** Año meteorológicos típico
- **METEONORM (METEO):** Año meteorológico típico

Como de los datos anteriores, tanto el del NREL, el de COB como el de METEO son datos de TMY ya calculados, los cuales constan de datos horarios de radiación, por lo cual se procederá a calcular los TMY de los datos del SMN los cuales son valores medidos por el servicio meteorológico argentino para el 2018:

1. Estimación de la radiación solar directa a partir de los datos medidos por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN) de la radiación global y la radiación difusa, a partir de la siguiente ecuación:

$$G = B * \cos\theta_z + D$$

Donde:

- G = Radiación Global
- D = Radiación Difusa
- B = Radiación Directa
- θ_z = Ángulo cenital

El ángulo cenital θ_z es el que se forma por el rayo solar y el vector normal a la superficie horizontal. El ángulo cenital depende del día del año (día juliano, denominado Jd), la hora y la localización en cuestión. Se puede calcular con la siguiente expresión:

$$\cos\theta_z = \sin\delta * \sin\phi + \cos\delta * \cos\phi * \cos\omega$$

Donde:

- δ = Declinación
- ϕ = Latitud
- ω = Ángulo horario

La declinación la podemos calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\delta = \frac{\pi}{180} * 23.45 * \sin\left[2 * \frac{248 + Jd}{365}\right]$$

El ángulo horario se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$\omega = \frac{15^\circ}{h} (12 - TSV)$$

Donde TVS es el Tiempo Solar Verdadero y, que a su vez, se puede calcular a partir de las siguientes expresiones conociendo la hora local:

$$TSV = TLM + Et + (Lst - L_{local}) \frac{h}{15^\circ} + Ch$$

$$Et(min) = 9.87 * \text{sen}(2B) - 7.53 * \cos(B) - 1.5 * \text{sen}(B)$$

$$B = \frac{360^\circ * (Jd - 81)}{364}$$

Donde:

- TLM = Tiempo Local de Meridiano
- Et = Ecuación del Tiempo
- Lst = Meridiano del Tiempo Estándar
- L_{local} = Meridiano Local
- Ch = Cambio horario

2. Como segundo punto se debe hacer un control de la calidad de los datos obtenidos a partir de las distintas fuentes. Para eso, se procede a filtrar los datos omitiendo los que son físicamente incoherentes, lo cual se logra aplicando las siguientes restricciones a los valores para los datos de radiación:

$$0 < \text{Radiación Global} < 1367 \frac{W}{m^2}$$

$$0 < \text{Radiación Difusa} < I_0 + 10$$

$$0 < \text{Radiación Directa} < 1367 \frac{W}{m^2}$$

Donde:

$$I_0 = 1367 \frac{W}{m^2} * \varepsilon * \cos\theta_z$$

$$\varepsilon = 1 + 0.033 * \cos\left(2\pi * \frac{Jd}{365}\right)$$

Existen otros filtros que se pueden aplicar a los datos, para excluir aquellos que a priori no son coherentes, pero aquí se optó solamente por excluir los físicamente imposibles para trabajar con un TMY lo más completo posible y luego ver la repercusión del mismo simulando el comportamiento del sistema solar a realizar con la herramienta con los valores de radiación del TMY.

3. Por último, se procede a generar el TMY, para lo cual se necesita una campaña de mediciones de por lo menos un año (medidos por el SMN) y estimaciones de más de 10 años (estimaciones satelitales de NASA y IWEC). Para ello se deben seguir los siguientes pasos:

- Identificar un banco de datos válido → que los datos hayan pasado los filtros mencionados anteriormente.

- Calcular la media de todos los meses válidos.
- Elegir el mes con el valor más parecido a la media recién calculada.
- Generar el TMY con los valores de los meses elegidos.

Una vez depurados los datos de SMN y dejando únicamente valores físicamente posibles, se procederá a comparar los valores obtenidos con los de las otras tres fuentes y así sacar conclusiones y decidir qué serie de datos se utilizará.

Para comparar los valores obtenidos con los de las fuentes consultadas, se utilizarán dos métodos de cálculo: el error cuadrático medio (Root Mean Square Deviation (RMSD)) y el error absoluto medio (Mean Absolute Error (MAE)), los cuales comparan para una variable en particular, ya sea radiación solar directa, global o difusa, una fuente de información con otra. Las fórmulas para cada uno de estos parámetros son:

$$RMSD = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (A_i - B_i)^2}{n}}$$
$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^n |A_i - B_i|}{n}$$

En donde:

A_i y B_i son los datos de cada una de las fuentes a comparar y n el número de datos.

4.2 Herramienta de dimensionado de un Sistema Solar

La herramienta desarrollada permite dimensionar un campo solar personalizable a las necesidades puntuales de un usuario. Se dividirán los distintos apartados del dimensionado de la herramienta realizada.

4.2.1 Datos introducidos por el Usuario

Los datos que proporciona el usuario son:

- Locación geográfica donde se ubicará el sistema en cuestión, la cual se limita a distintas provincias de Argentina, donde se concentran los grupos industriales y donde hay mayor radiación solar.
- Tipo de sistema de generación: sistema para generación de electricidad, para generación de energía térmica para abastecer un proceso industrial o bien si será un sistema que realizará las dos cosas en paralelo.
- Definición del punto de diseño (fecha y hora).
- Tipo de captador solar cilindroparabólico.
- Tipo de fluido térmico para utilizar en el campo solar.
- Otros parámetros de funcionamiento: número de horas y potencia necesaria para abastecer el bloque de potencia o el proceso industrial en cuestión y las temperaturas de entrada y salida al campo solar, asociadas a dicha demanda.

El captador lo podrá seleccionar dentro de un listado de 29 opciones distintas, cada uno con sus respectivas características y eficiencias. Además, se podrá elegir entre 3 fluidos térmicos distintos, los cuales son los aceites térmicos Therminol VP-1 y Therminol 62, y el agua.

La herramienta presta ayuda al usuario para definir el punto de diseño o la orientación más conveniente del campo, esto es así, para que se seleccione la mejor opción para abastecer sus necesidades.

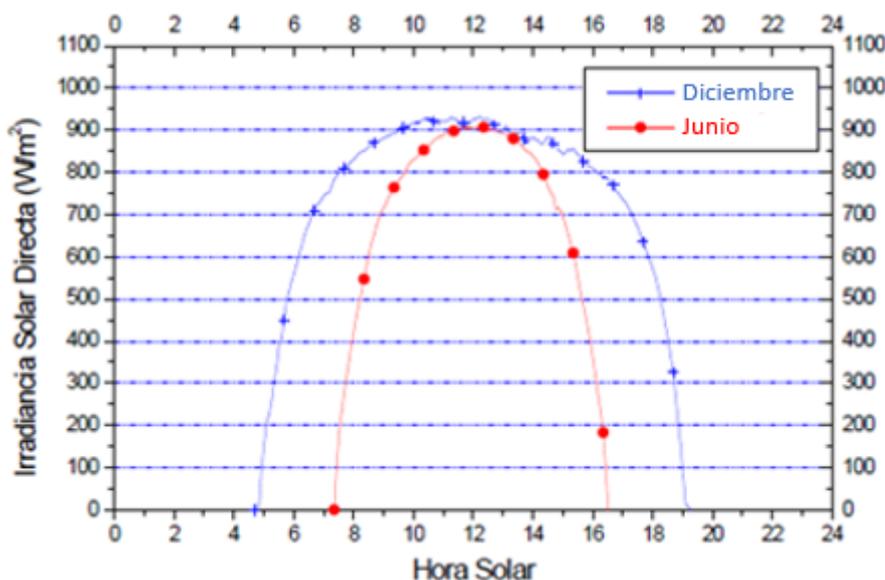
Una vez introducidos los datos de entrada en la herramienta, los cálculos se realizan de forma inmediata, y la herramienta ofrece los resultados del sistema solar y recomendaciones, como la oportuna sugerencia de necesidad de contar con un almacenamiento y de cuantas horas de capacidad.

A continuación se presenta la metodología seguida y formulaciones implementadas en la herramienta de cálculo. Dicha metodología y procedimientos seguidos se dividen en lo aplicado para el diseño técnico del sistema solar y por otro lado en lo seguido para el análisis económico-financiero.

4.2.2 Orientación al Usuario en cuanto a los parámetros de diseño

El primer punto del dimensionamiento consiste en calcular el número de captadores solares cilíndroparabólicos conectados en serie dentro de cada fila. Esto se realiza con los parámetros definidos por el usuario. Se hace el cálculo para el punto de diseño y el día de diseño en concreto. Como se mencionó anteriormente, en este momento se orienta al usuario con la selección del punto de diseño mostrándole el Gráfico N°9, en el cual se observa la irradiancia solar directa de un día de Junio (invierno) y otro de Diciembre (verano) para una ubicación en el hemisferio Sur (la Argentina).

Gráfico N°9: Irradiancia Solar Directa diaria en Junio y Diciembre para una ubicación del hemisferio Sur.

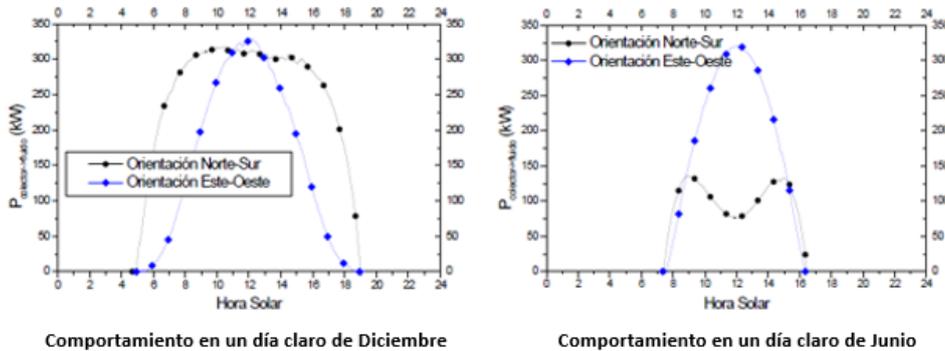


Fuente: Apunte de asignatura “Energía Solar de Media Concentración”

La necesidad de mostrar al usuario el gráfico anterior radica en que debe ser de su conocimiento que, si se dimensiona un sistema solar para un punto de diseño en verano, y en nuestro caso el sistema generará electricidad, la turbina en invierno estará trabajando por debajo de su potencia nominal. En cambio, si se dimensiona el sistema para el invierno, durante los meses de verano se deberán desenfocar filas de los colectores cilíndroparabólicos ya que la energía térmica producida sería superior a la necesaria para accionar la turbina de vapor en su punto óptimo de rendimiento.

Otro punto en el cual se le presta ayuda al usuario es en la selección de la orientación de los captadores solares. Esta puede ser Norte – Sur o Este – Oeste, siendo la potencia recibida por el fluido térmico la representada en el Gráfico N°10 para el comportamiento en un día de verano (Diciembre) y de invierno (Junio).

Gráfico N°10: Potencia entregada por el colector al fluido térmico en un día de Junio y Diciembre para una ubicación del hemisferio Sur.

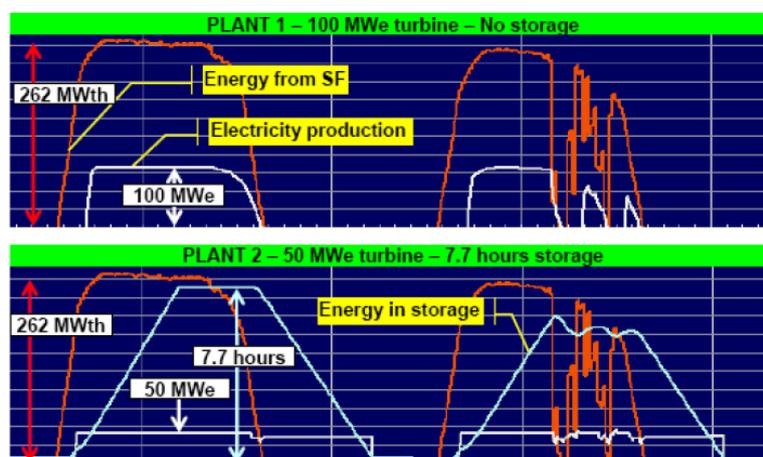


Fuente: Apunte de asignatura “Energía Solar de Media Concentración”

Del gráfico anterior se observa que para una orientación Este – Oeste la curva diaria de potencia captada por el fluido térmico es similar tanto en invierno como en verano, lo cual es preferible cuando se busca contar con una potencia neta estable a lo largo del año. En cambio, para una orientación Norte – Sur, en verano se cuenta con mucho mayor potencia que en invierno, sin embargo, con esta orientación la energía anual aprovechada es superior que en el caso anterior, lo cual resulta conveniente cuando se genera electricidad, ya que se obtendrá una mayor generación anual.

Además, se orienta al usuario en cuanto al almacenamiento se refiere, para lograrlo se le enseña el Gráfico N°11, en donde se ve el comportamiento de una planta de 100 MWe sin almacenamiento para un día soleado y otro nublado y luego el comportamiento de una planta de 50 MWe con 7,7 horas de almacenamiento también para un día soleado y otro nublado.

Gráfico N°10: Potencia entregada por el colector al fluido térmico en un día de Junio y Diciembre para la Plataforma Solar de Almería.



Fuente: Apunte de asignatura “Almacenamiento térmico y otras aplicaciones de la energía solar concentrada”

Si se hacen cálculos sencillos a partir del gráfico anterior, se observa que para un día soleado ambas plantas alcanzan generaciones eléctricas similares, aunque levemente superiores la primera mencionada, pero para el caso de un día nublado la planta sin almacenamiento no logra hacer trabajar la turbina a la potencia nominal, mientras que la planta con almacenamiento si lo logra, y en este caso, para un mismo patrón de nubes, la planta con almacenamiento genera mayor electricidad.

4.2.3 Dimensionamiento del Sistema Solar

Terminados los parámetros de diseño introducidos por el usuario, previa orientación en cuanto a su elección se procede a detallar la metodología de dimensionamiento del sistema solar.

4.2.3.1 Determinación del número de captadores en serie – “N”

Ahora sí, en cuanto al cálculo del número de captadores conectados en serie dentro de cada fila, se determina con la siguiente expresión:

$$N = \frac{\Delta T}{\Delta T_c}$$

Donde:

- N = número de captadores a conectar en serie dentro de una fila
- ΔT = Incremento de Temperatura del fluido en el campo solar
- ΔT_c = Incremento de Temperatura del fluido en el captador

El ΔT se determina directamente con los parámetros de diseño, pero el ΔT_c se calcula siguiendo la siguiente metodología:

Primero se debe calcular la potencia térmica útil de un captador mediante la siguiente expresión:

$$P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{fluido}} = A_c \cdot E_d \cdot \cos(\varphi) \cdot \eta_{\text{opt}, 0^\circ} \cdot K(\varphi) \cdot F_e - P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{ambiente}}$$

Donde:

- $P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{fluido}}$, (W) = Potencia entregada por el captador al fluido térmico
- A_c = Área de abertura de la superficie reflexiva del captador, (m²)
- E_d = Irradiancia solar directa, (W/m²)
- φ = ángulo de incidencia, (°)
- $\eta_{\text{opt}, 0^\circ}$ = Rendimiento óptico a $\varphi = 0^\circ$
- $K(\varphi)$ = Modificador por ángulo de incidencia
- F_e = Factor de ensuciamiento
- $P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{ambiente}}$, (W) = Pérdidas Térmicas

Las pérdidas térmicas se calculan para el captador seleccionado en función de sus coeficientes de pérdida de potencia térmica, calculados experimentalmente y mediante la siguiente expresión:

$$P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{ambiente}}, (W/m) = a_1 \cdot (T_m - T_a) + a_2 \cdot (T_m - T_a)^2$$

Donde:

- $a_1 - a_2$ = Coeficientes obtenidos experimentalmente

- T_a = Temperatura ambiente
- T_m = Temperatura media del fluido en el captador

Luego se debe multiplicar el resultado obtenido por la longitud del colector cilindroparabólico para obtener la pérdida térmica total del mismo (en W). Se debe aclarar que para los captadores de gran tamaño las pérdidas térmicas tienen un término de la temperatura media menos la temperatura ambiente elevado a la cuarta multiplicado por su respectivo coeficiente (pérdidas térmicas por radiación).

Como segundo punto se debe calcular el caudal másico con la restricción de que el número de Reynolds (Re) para los captadores grandes, de diámetro de tubo absorbedor de 65 mm, sea mayor o igual a 2×10^5 . En donde el valor de Re se corresponderá con la siguiente regla:

- Si $E_d \times \cos(\varphi) \geq 800 \rightarrow Re = 4 \times 10^5$
- Si $500 \leq E_d \times \cos(\varphi) < 800 \rightarrow Re = 3 \times 10^5$
- Si $E_d \times \cos(\varphi) < 500 \rightarrow Re = 2 \times 10^5$

Y para los captadores pequeños, de diámetro menor e igual a 35 mm, se utiliza un valor de Re igual a $0,9 \times 10^5$. Con el valor de Re obtenido se procede a calcular la velocidad del fluido, utilizando la siguiente expresión.

$$Re = \rho \cdot v \cdot d / \mu$$

Donde:

- μ = Viscosidad, (kg/m*s)
- v = Velocidad del fluido, (m/s)
- d = Diámetro interior de los tubos absorbedores, (m)
- ρ = Densidad del fluido, (kg/m³)

Aunque este criterio para determinar el caudal en el punto de diseño puede conducir a valores más bajos que los usados en plantas comerciales, nos permite conocer el caudal mínimo recomendado para asegurar un buen funcionamiento de los tubos absorbedores. En cualquier caso, la única implicación que conllevaría considerar un caudal menor que el que posteriormente se tendría en el campo solar real, sería que el número de captadores por fila variaría, pero no el número total de captadores necesarios en el campo solar, por lo que su impacto en el coste del campo solar es despreciable. Se calcula el caudal másico (q_m) equivalente multiplicando la velocidad recién obtenida por la sección transversal del tubo metálico. En este punto, el diámetro del tubo metálico (d) se corresponderá al del captador seleccionado. La expresión utilizada es la siguiente:

$$q_m = v * \pi * d^2 / 4$$

La potencia que entrega el captador al fluido térmico se determina del caudal másico calculado y del incremento de entalpía que debe experimentar el fluido al pasar por un captador, de acuerdo a las especificaciones de diseño:

$$P_{Q,captador \rightarrow fluido} = q_m \cdot (h_{out} - h_{in}) = q_m \cdot \int_{T_i}^{T_o} C_p \cdot dT$$

Si se suma la siguiente ecuación, obtenemos un sistema de dos ecuaciones con una única incógnita, la cual es la temperatura del fluido a la salida del captador (T_{out}):

$$\Delta h = \int_{T=T_{in}}^{T=T_{out}} C_p \times dT = ax(T_{out}-T_{in}) + \frac{1}{2}xbx(T_{out}^2-T_{in}^2)$$

En donde:

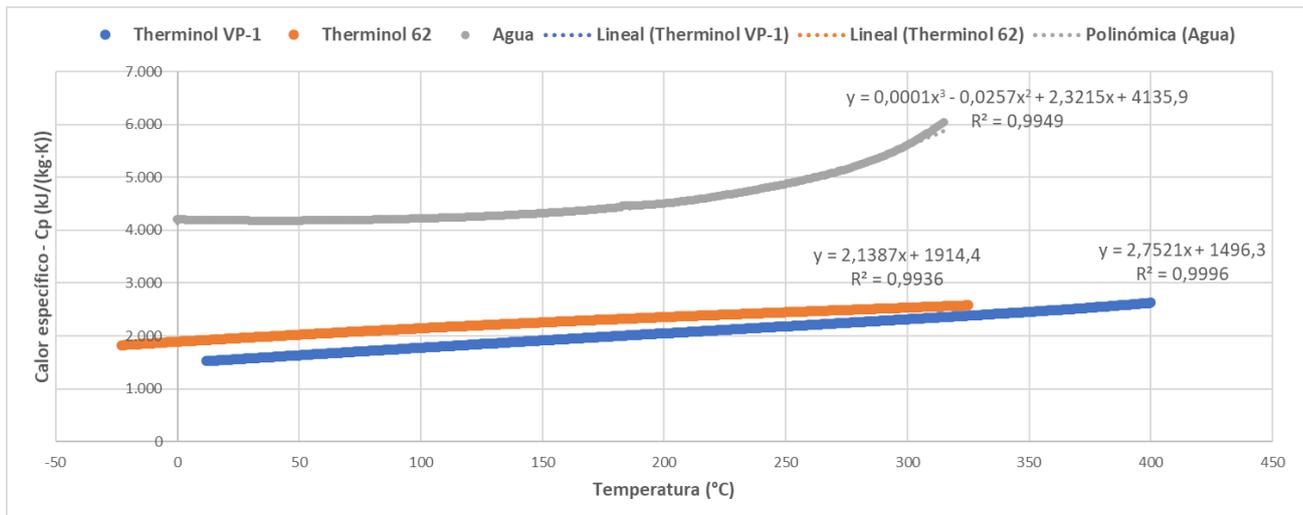
$c_p = a + b * T$, para Therminol VP-1 y Therminol 62; $a + b * T + c * T^2 + d * T^3$, para el agua (la razón y el valor de los coeficientes se observan en el Gráfico N°11 y lo explica el texto que lo antecede).

T_{in} = Establecemos la temperatura del fluido a la entrada del captador igual a la temperatura media del aceite en el campo solar (valor calculado a partir del parámetro ingresado por el usuario).

T_{out} = única incógnita del sistema de dos ecuaciones planteado anteriormente.

Para determinar los coeficientes de la ecuación del calor específico se procedió a linealizar los valores de Temperatura en función del calor específico con los datos provenientes de las tablas termodinámicas de los fluidos de Therminol⁵ con un delta de temperaturas de 1°C para todo el rango de validez de uso del fluido, el proveedor también brinda los datos del agua. El gráfico de linealización es el siguiente, en donde se observa la ecuación de la recta y el R^2 para cada caso.

Gráfico N°11: Calor específico vs Temperatura para las tres opciones de fluidos térmicos de la herramienta elaborada.



Fuente: *Elaboración propia a partir de tablas termodinámicas de Therminol.*

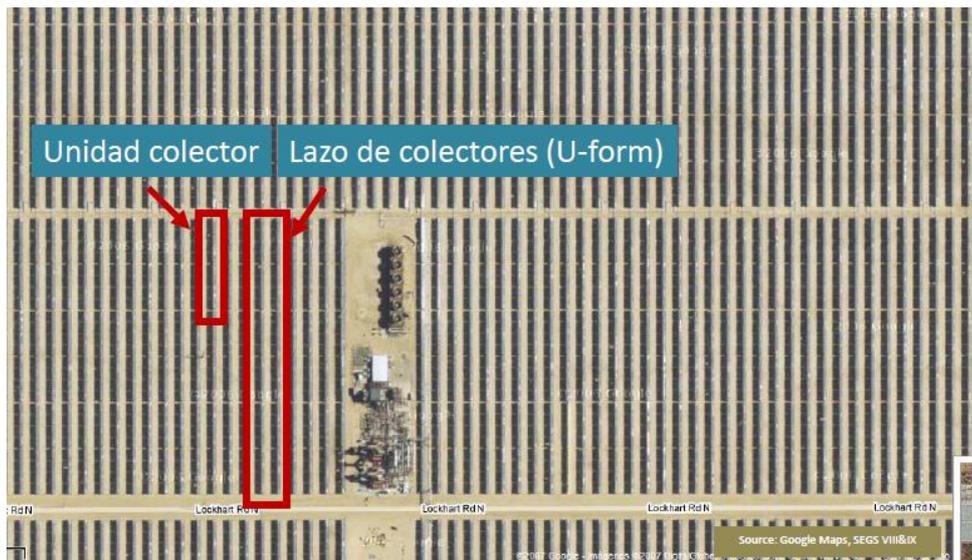
Como se observa en el Gráfico N°11, tanto para el Therminol VP-1 como para el Therminol 62, los datos se pueden correlacionar por una recta con un valor de R^2 superior a 0,99. En cuanto al agua, la línea recta no ajusta a los datos, por lo que se procede a ajustar los datos por un polinomio de grado tres, cuyos coeficientes se observan en el gráfico anterior, ajuste que presenta un R^2 superior a 0,99.

Luego se integra la recta o polinomio hallado según el fluido del que se trate entre la temperatura media (considerada la de entrada al colector) y la temperatura de salida (T_{out}) y se despeja la T_{out} del sistema de dos ecuaciones y una incógnita planteado anteriormente.

⁵ <https://calculators.therminol.com/>

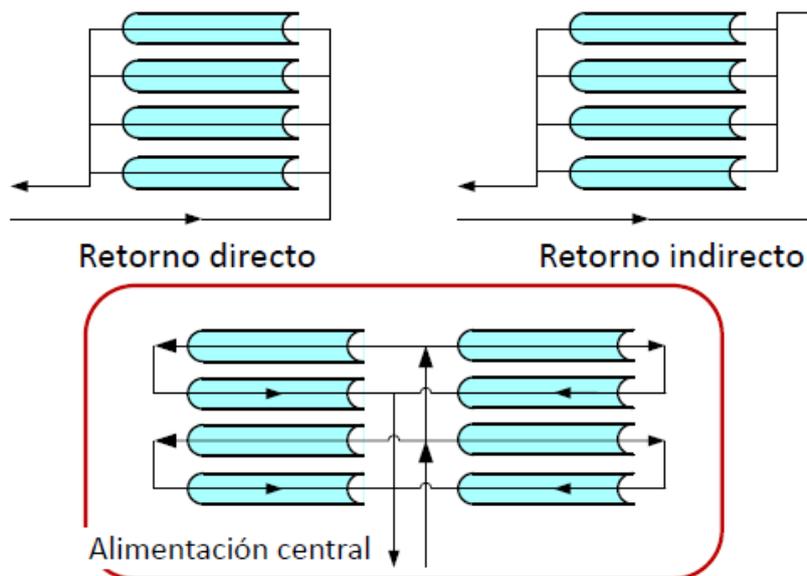
Una vez que tenemos la temperatura de salida del colector, calculamos el incremento de temperatura del fluido térmico en un captador (ΔT_c), luego podemos calcular la cantidad de captadores a colocar en serie (N). Se debe aclarar en este caso, que se debe redondear el número obtenido al próximo par superior, para poder disponer las filas en forma de “U” y adoptar una configuración del tipo “Alimento Central” para las tuberías del campo de captadores. En la Figura N°4 se observa la disposición en “U” de una fila de captadores y en la Figura N°5 las distintas configuraciones de campo solar, donde es preferible para reducir pérdidas y costos utilizar la de “Alimentación Central”.

Figura N°4: Imagen satelital de un campo solar de captadores cilindroparabólicos con disposición de fila en “U”.



Fuente: Apunte de asignatura “Energía Solar de Media Concentración” – Google Maps

Figura N°5: Configuraciones de campo solar.



Fuente: Apunte de asignatura “Energía Solar de Media Concentración”

Finalmente se termina calculando el caudal másico y el número de Re corregido para la cantidad de captadores a utilizar. Esto es así cuando se redondea el número de captadores en serie al número par superior.

4.2.3.2 Determinación del número de filas en paralelo – “n”

Habiendo establecido el número de captadores en serie, se debe determinar el número de filas en paralelo, “n”. Para eso disponemos de la energía necesaria para abastecer la necesidad del usuario, ya sea generación de energía eléctrica mediante turbina de vapor, calor de procesos o ambas dos, y por otro lado tenemos la energía que suministra una fila de captadores en serie, que se ha calculado anteriormente. De esta forma, al dividir ambas energías obtendremos el número de captadores a disponer en paralelo. Se debe aclarar que, de contar con la energía eléctrica del bloque de potencia, la misma hay que convertirla en energía térmica considerando el rendimiento del ciclo de Rankine.

$$n = \text{Energía Proceso (turbina y/o proceso industrial)} / \text{Energía de una fila de colectores}$$

Para obtener la energía a partir de la potencia, para el caso de la demanda, se debe integrar la potencia por las horas de funcionamiento de este y en el caso del captador, se debe integrar la potencia obtenida por el fluido a lo largo de las horas en las cuales se dispone de recurso solar.

A partir del resultado total de captadores en serie y en paralelo se obtiene el área total de captación y también la potencia y energía disponibles en el punto de diseño, en el día de diseño, e incluso en cualquier mes, simulando el comportamiento del sistema solar durante un año entero con el TMY de la localización seleccionado.

4.2.3.3 Dimensionamiento de subsistemas

Una vez dimensionado el campo solar, se procede al dimensionado del sistema de almacenamiento de energía térmica. Para dimensionar este otro subsistema, se calcula el excedente o déficit de energía proveniente del campo solar para cubrir con la necesidad puntual del usuario. Si es un excedente dicha energía es almacenada y, si es un déficit, la energía sería consumida por el sistema desde el almacenamiento. La capacidad del sistema de almacenamiento térmico viene dada por la máxima cantidad de energía que hay que tener almacenada en el día (calculado para el día de diseño). En el apartado de resultados se expondrán distintos casos en los cuales es necesario y otros en los que no, el uso de un sistema de almacenamiento térmico.

Finalmente, así como el usuario eligió contar o no con un sistema de almacenamiento, también puede elegir contar o no con una caldera de gas que le permita hibridar la fuente de energía con la que abastecer el proceso o bloque de potencia, según corresponda. La caldera de gas se la plantea como un ahorrador de combustible, a ser utilizada únicamente cuando la energía proveniente del campo solar y la energía proveniente del almacenamiento térmico no son suficientes para abastecer la demanda de energía. Como la caldera debe ser capaz de alimentar el proceso o bloque de potencia por si sola, su potencia debe ser la potencia nominal del proceso y para conocer la cantidad de energía que debe suministrar en cada una de las horas del TMY, se plantea la siguiente relación de energías del sistema solar:

$$E_{t,Caldera\ a\ Gas} = E_{t,Proceso} - E_{t,Campo\ Solar} - E_{t,Almacenamiento}$$

En donde:

- Si $E_{t;Caldera a Gas} < 0 \rightarrow$ Significa que el proceso se abastece sin necesidad de prender la caldera a gas durante esa hora en cuestión
- Si $E_{t;Caldera a Gas} > 0 \rightarrow$ Significa que el proceso necesitará abastecerse de energía térmica proveniente de la caldera durante esa hora en cuestión

4.2.3.4 Determinación de la cantidad de fluido térmico necesaria

Una vez terminado el dimensionamiento técnico del sistema, y antes de pasar al análisis económico-financiero, se deben determinar la cantidad de fluido térmico necesario y superficie de terreno total necesaria para ubicar el sistema solar. Para obtener la cantidad de fluido térmico necesario, como ya conocemos el total de captadores a utilizar, tenemos la longitud de tubos absorbedores, y sabiendo que una planta termosolar como ANDASOL de 50 MWe de generación eléctrica a partir de colectores cilindroparábolicos, con 7,5 horas de almacenamiento, tiene una longitud de tubos de 82 km, y un diámetro de 65 mm, lo que hace aproximadamente 275.000 litros de aceite térmico. Pero la planta tiene un total de 2 millones de litros, por lo cual se obtiene un multiplicador de 7,35 entre la cantidad necesaria de fluido térmico en todo el sistema y la capacidad de los tubos de absorción de radiación. Este factor puede resultar elevado, pero es debido a las tuberías principales que conectan el campo solar con los generadores de vapor, el tanque de expansión, las tuberías de distribución del campo solar y el volumen interior del circuito de aceite en los generadores de vapor. Este valor será utilizado, tanto para los proyectos de generación eléctrica, como los de calor de procesos para calcular la cantidad total de fluido térmico a utilizar.

En cuanto a la determinación de las hectáreas totales del predio, las mismas se calculan a partir del área de captación total calculada como el número de captadores a emplear por su área de captación y luego ampliarla por considerar una separación de filas de 3 anchos de parábola para los captadores de gran tamaño y 2 anchos de parábola para los captadores pequeños (longitud de apertura $\leq 2m$). Luego, se multiplica el área recién obtenida, por 1,25 para los proyectos de generación eléctrica y por 1,125 en los proyectos de generación de calor de proceso. Esta regla puede visualizarse en la Tabla N°1 expuesta a continuación:

Tabla N°1: Coeficientes de multiplicación para obtener el terreno total del sistema solar a partir del área de captación total.

	Captadores chicos	Captadores grandes
Separación entre filas	2 anchos de parábola	3 anchos de parábola
Multiplicador de terreno	1,125	1,250

Fuente: Elaboración propia.

La separación entre filas es la propia para evitar sombras entre captadores a lo largo del día y además para permitir una correcta limpieza de estos. En cuanto al multiplicador del número resultante para obtener el terreno total, el mismo fue provisto por los tutores del TFM y además corroborado con la vista a través de Google Maps, de dos plantas termosolares de generación eléctrica a partir de la tecnología de colectores cilindroparábolicos ubicados en el sur de España, la primera de ellas es "Andasol I" y cuenta con almacenamiento térmico y la segunda es "Morón" y no tiene almacenamiento térmico, a las cuales se les midió el área de captación total, la separación entre filas y el área de terreno adicional al campo solar y así verificar los multiplicadores previamente expuestos. En la Figura N°6 y Figura N°7, se observa la vista superior de ambas plantas.

Figura N°6: Imagen satelital de la central termosolar Andasol I, ubicada en Guadix, dentro de la provincia de Granada.



Fuente: Elaboración propia – Google Maps.

Figura N°7: Imagen satelital de la central termosolar Marón, ubicada en Morón de la Frontera dentro de la provincia de Sevilla.



Fuente: Elaboración propia – Google Maps.

Aunque el terreno de la planta termosolar “Andasol I” es de 195 HA y el de “Morón” 151 HA, en ambos casos el área adicional al campo es de entre un 6% y 8% del total del terreno y el multiplicador al área del campo solar es de un 1,8 y un 1,2 respectivamente, esta diferencia se debe a que la primera de ellas cuenta con almacenamiento térmico y la segunda no. Igualmente, se debe aclarar que para “Andasol I”, no se tuvo en cuenta el área correspondiente a las balsas de evaporación, por no encontrarse en la imagen satelital de la Figura N°6, con lo cual, considerando estas, el coeficiente de multiplicación del campo solar para el terreno total del sistema solar es de 1,30. Para la herramienta se adopta un 1,25, como valor coherente y recomendado por los tutores del presente TFM.

4.2.2 Análisis económico-financiero

En segundo lugar, la herramienta proporcionará un análisis económico-financiero del sistema solar, contemplando la vida útil de los equipos, el costo de estos, el costo de su instalación y posterior operación y mantenimiento y otros costos asociados como legales, financieros e impuestos.

Antes de abordar la metodología aplicada en la herramienta para el análisis económico-financiero, se encuentra oportuno definir tres conceptos en los cuales se apalancará el análisis y que son herramientas de evaluación de proyectos.

El primero de ellos es el Valor Actual Neto (VAN), el cual analiza el valor equivalente de todos los flujos efectivos tomando como base un punto de inicio presente, los flujos son referidos a la base mediante la aplicación de la TREMA (Tasa de Retorno Mínima Atractiva) y representa el valor que genera la realización del proyecto en cuestión. La ecuación que lo define es la siguiente:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FCF_k}{(1 + TREMEA)^k}$$

Donde:

- FCF_k = Flujos de efectivo del período “k”, sus siglas abrevian su nombre en inglés, Free Cash Flow.
- n = Vida útil del proyecto en cuestión.
- k = representa cada período en consideración y al ser igual a cero se refiere al período de inicio en donde el FCF pasa a ser la inversión.

El VAN como herramienta de toma de decisiones, se utiliza para determinar si proceder a realizar o no un proyecto, decidiendo realizarlo si el valor del mismo es mayor a cero. De ser el VAN igual a cero se estaría recuperando la inversión y obteniendo un rendimiento igual a la TREMA.

El segundo concepto es la Tasa Interna de Retorno (TIR) el cual representa el rendimiento intrínseco del proyecto e indica la tasa de descuento que anula el VAN, tasa que luego se compara con el rendimiento requerido al proyecto, y en el caso de ser la $TIR \geq TREMA$ se aprobará el proyecto. Su ecuación es la siguiente:

$$VAN (TIR) = \sum_{k=0}^n \frac{FCF_k}{(1 + TIR)^k} = 0$$

Sin entrar en particularidades o inconvenientes de una u otra herramienta, si se debe dejar en claro que para el cálculo de cualquiera de los dos parámetros económicos es necesario diferenciar los flujos de caja de cada período y espaciar cada uno de ellos a su próximo superior en la misma proporción a su próximo inferior, con lo cual una representación de los flujos de fondos en el tiempo podría ser la de la Figura N°8.

Figura N°8: Distribución de los FCF de un proyecto a lo largo del tiempo.

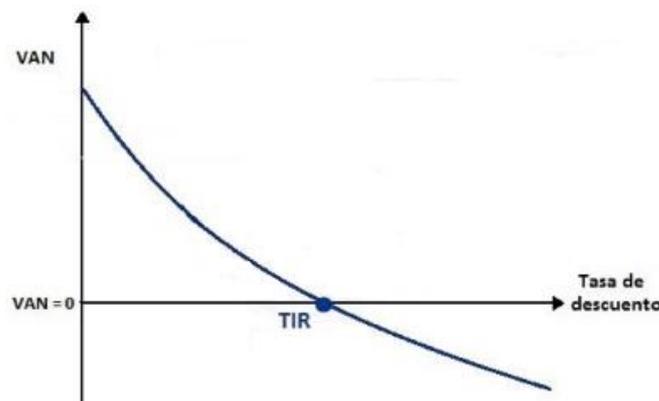


Fuente: Elaboración propia.

Como se ve en la figura anterior, la distancia entre cada FCF es la misma y se distingue entre el primer flujo, el cual representa la inversión y es un egreso de efectivo, frente a los posteriores FCF que son ingresos de efectivo y van ganando magnitud a medida que transcurre el tiempo.

También es interesante observar el Gráfico N°12, en cual se representa el VAN en función de la tasa de descuento, y se identifica el punto en que el VAN es igual a cero, en cuyo caso la tasa de descuento pasa a ser la TIR. Se debe aclarar que esta recta es válida para una distribución de FCF como los de la Figura N°8, ya que, de no ser así, la gráfica del VAN puede tomar otras formas e incluso tener múltiples raíces.

Gráfico N°12: Gráfico del VAN en función de la tasa de descuento para una distribución de los FCF como los de la Figura N°8.



Fuente: Elaboración propia.

Se debe mencionar la hipótesis subyacente de cada una de las herramientas mostradas. En el caso del VAN, este considera que es factible la reinversión del dinero cada año a la TREMA, lo cual es factible, ya que se trata de la tasa de retorno mínima atractiva y esperada para la industria en la cual se desarrolla el proyecto. En cambio, la TIR considera que es factible la reinversión del dinero cada año a la TIR, lo cual puede no ser necesariamente cierto, ya que la misma es el retorno del proyecto medido en un plazo de tiempo equidistante entre flujos de

efectivo, pero esto no quiere decir que todos los períodos el inversor cuente con dicha tasa para reinvertir su dinero.

Por último, se encuentra oportuno definir el Período de Repago (PR) o Payback por su nombre en inglés, el cual representa el tiempo en el que se paga la inversión, y a partir del mismo todo el ingreso adicional es ganancia. Se lo suele utilizar como índice de liquidez de un proyecto y da una noción del riesgo asociado al proyecto, pero no indica rendimiento del proyecto. Hay dos formas de calcular el PR, una es con la simple suma algebraica de la inversión con los distintos egresos e ingresos de los períodos futuros e ir incluyendo los FCF de cada período hasta que dicha suma sea \geq que cero. La segunda opción es descontar cada uno de los FCF y sumar los flujos de efectivo descontados y al ser \geq que cero el último período incorporado será el PR. Esta segunda forma de calcular el PR es más precisa, ya que contempla el valor del dinero en el tiempo y descuenta los FCF adecuadamente para abstraerse del período del cual corresponde dicho FCF al sumarlo con la inversión inicial.

$$VAN (PR) = \sum_{k=0}^{PR} \frac{FCF_k}{(1 + TREMA)^k} = 0$$

Ahora sí, se procede a explicar la metodología utilizada por la herramienta. Primero se debe diferenciar el CAPEX del OPEX, el primero, conocido por su nombre en inglés “Capital Expenditure” o por su traducción “inversiones en bienes de capital” y representa las inversiones de capital que crean beneficios o amplían la capacidad productiva de una empresa o proyecto en curso o a realizarse. Un CAPEX se ejecuta cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo o para añadir valor a un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible. Ejemplos que podrían ser activos fijos son equipamientos, propiedades o edificios industriales.

Por otro lado, el OPEX de su nombre en inglés “Operating Expenditure” o en español “gasto operativo”, incluye todos los costos incurridos y que posibilitan la operación y el mantenimiento del proyecto en cuestión. Ejemplos pueden ser los sueldos de los empleados y sus cargas sociales, los costos de los servicios auxiliares y los repuestos de los equipos, entre otros.

Un costo adicional que se suele distinguir cuando se trata de proyectos de la industria energética es el de los combustibles, el cual podría estar incluido dentro de los OPEX, pero se lo suele dejar por separado, para luego hacer interpretaciones de los principales drivers de los costos o análisis de sensibilidad del proyecto. Se suele representar dichos costos con la letra “F”, de su nombre en inglés “Fuels”.

Una vez identificados los distintos costos a incurrir por la realización del proyecto, se debe emplazar los mismos en su respectivo período de tiempo y así tener el egreso de flujo de dinero derivado de todos los costos de realización del proyecto en toda la vida útil del mismo. Si se descuentan estos costos se obtiene el TLCC, de su nombre en inglés “Total Life Cycle Cost” y representa el valor actualizado neto del costo del proyecto, considerando una vida de este de “n” años y descontando los flujos con una tasa de interés “k”:

$$TLCC = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+k)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t + F_t}{(1+k)^t}$$

Si ahora se vincula el TLCC calculado con la energía a producir por la planta se puede obtener un indicador de € / kWh denominado LCOE, Coste Nivelizado de la Energía o conocido de su nombre en inglés Levelized Cost of Energy, definido como el coste de propiedad y uso de un activo, actualizado a lo largo de la vida del proyecto convertido en unidades equivalentes de coste de generación. Su expresión es la siguiente:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t + F_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+k)^t}}$$

En donde el numerador no es otra cosa que el TLCC, el costo actual neto de todos los costos del proyecto y el denominador es el valor actual neto de la energía generada por el proyecto durante toda su vida útil.

Este indicador es sumamente importante en la industria energética, ya que permite comparar rápidamente distintas tecnologías entre sí, proporcionando un valor que indica, la cantidad de dinero que debería pagar un comprador de la energía al propietario de la central eléctrica para recuperar sus costos.

Además, se calcula el Breakeven Electricity Cost (BEC) el cual representa el valor de venta de la energía que iguala los costos e ingresos en la vida útil del proyecto. También se puede definir como el valor de precio de venta que hace cero el VAN, es decir que dicho valor de venta es fijo a la TIR del proyecto. Su expresión es la siguiente:

$$\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+k)^t} + \sum_{t=1}^n \frac{E_t \times BEC_t}{(1+k)^t} = 0$$

Es importante notar que para los casos en que el usuario quiera diseñar un sistema solar para la generación de electricidad, el BEC es de suma importancia, ya que obtiene el precio al cual vender la energía generada y tener un determinado rendimiento. Como se mencionó en el apartado de "Introducción" del presente TFM, así es como se están celebrando los contratos de generación de energía renovable en la Argentina entre el generador en cuestión, en este caso el usuario y CAMMESA. Por otro lado, puede resultar interesante para el usuario que esté diseñando un sistema solar para abastecer su calor de proceso industrial, el hecho de conocer a qué precio debería vender la energía generada, ya que podría comparar el mismo con el costo actual que incurre en dicha energía, con la forma convencional con la que abastece su calor de proceso necesario.

Finalmente se quiere aclarar que se tuvo en cuenta el impacto financiero del IVA (Impuesto del Valor Agregado) en el proyecto. Esto es así ya que el IVA, es un impuesto que paga el cliente final, y para el caso de las empresas, al comprar maquinaria por ejemplo acumulan un crédito fiscal por el IVA pagado en dicha compra, que luego al realizar una venta y obtener un débito fiscal hacen la resta del crédito menos el débito y obtienen la posición del IVA la cual de ser positiva deben abonar dicho valor al fisco, y de ser negativa deben conservar el crédito para el próximo plazo fiscal. Si no se tiene crédito fiscal a favor al cerrar el año contable, el IVA no tiene implicación financiera y su impacto es meramente económico, sin embargo, si se tiene un crédito fiscal al cerrar el año contable, entra en juego el valor del dinero en el tiempo, ya que tengo un crédito hoy para utilizar mañana, pero la plata de mañana tendrá otro valor

en términos nominales producto de la inflación, devaluación y la tasa de descuento del mercado financiero. En el caso de los sistemas solares, como en el año cero se realiza una considerable inversión, la empresa que lleva el proyecto se hace de un crédito fiscal que irá descontando a medida que acumula debito fiscal por vender la energía generada en sus próximos años. De esta forma se calcula y considera el impacto financiero del IVA.

4.2.2.1 Costos de una Planta CCP

En este apartado se expondrán los distintos costos que se debe incurrir para establecer un sistema solar de tecnología CCP, se lo hará para el caso de la generación eléctrica para exponer todos los costos que esta planta abarca, para los casos de calor de procesos, hay ciertos costos que no son necesarios, como todo el bloque de potencia, por ejemplo.

Primero se debe identificar la idónea localización de la planta, en cuanto a este punto se cargó en la herramienta el TMY de Buenos Aires, sitio que concentra la mayor actividad industrial del país, para poder diseñar los sistemas solares para abastecer el calor de proceso industrial, y además, el TMY de San Juan, sitio donde se instalaron los primeros parques fotovoltaicos licitados en el programa RenovAr por tener la mayor irradiancia del país y además por contar con hectáreas de terreno económicos y desolados. Para el caso de Buenos aires los costos de alquiler de terrenos son elevados, por lo que no conviene instalar un sistema solar de captadores cilindroparabólicos para la generación eléctrica.

En cuanto a los costos de gestión, administración y legales para la obtención de los permisos necesarios ya sean medioambientales, de construcción, conexión y evacuación a la red nacional de energía eléctrica, entre otros, puede conllevar dificultades importantes y tiempos de tramitación elevados. Su valor monetario se lo estima por horas de abogados y costo de tramitación de cierta documentación.

Dependiendo de la envergadura del proyecto, es posible que se tenga que acudir a una entidad financiadora para cubrir hasta el 75% de la inversión del sistema solar, este proceso puede resultar complejo, dependiendo de la innovación del proyecto, ya que el banco podría tomarse su tiempo para hacer una correcta “due dilligence” (concepto que implica la investigación sobre las contingencias de la empresa y proyecto a realizar para determinar el riesgo de repago de este).

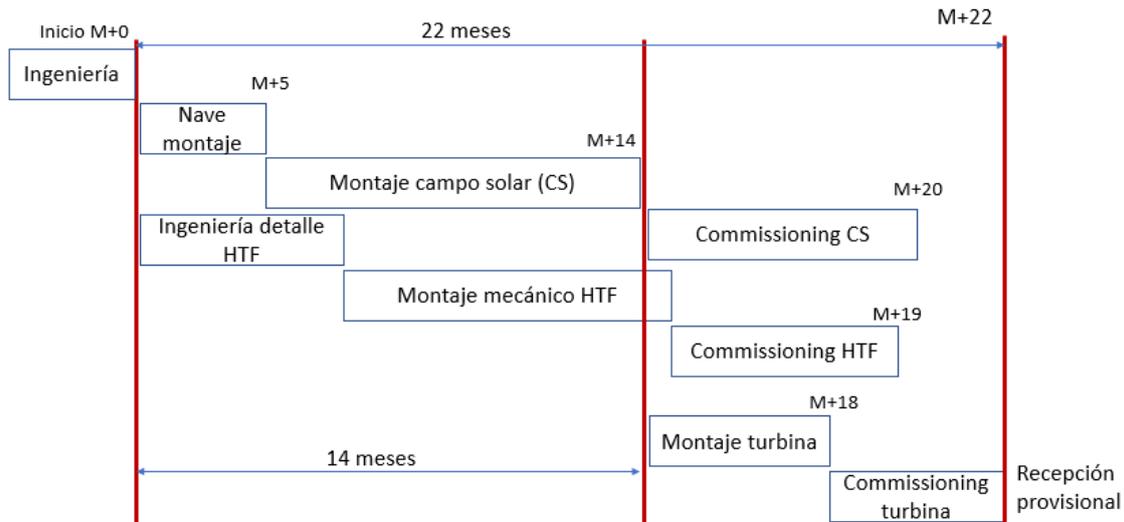
También se puede dar un período de licitaciones y cierre de contratos con empresas de construcción, de ingeniería, de suministros y de operación y de mantenimiento de la planta. Existen tres posibilidades para abordar la ingeniería de una central termosolar y estas son:

- EPC (Engineering, Procurement and Construction): Conocida como “llave en mano” es la modalidad de operación en donde todo el trabajo de ingeniería corre por cuenta del único contratista.
- Grandes paquetes: Esta modalidad consiste en contratar un conjunto de pequeños proyectos “llave en mano”, de esta forma se busca reducir costos y contratar especialistas de cada etapa del proyecto global. Si se opta por este modelo de contratación se debe contar de una supervisión exhaustiva del trabajo de los distintos contratistas, para que el sistema solar sea realizado en tiempo y forma.
- Multicontratos: Esta modalidad consta de varias adjudicaciones de equipos y montajes a los fabricantes y empresas de obra y montaje especializadas. Este último caso es todavía más complejo de controlar ya que la responsabilidad del diseño de la planta recae sobre el promotor de esta, a diferencia de los casos anteriores, pero suele ser el

de menores costos y con mejor calidad de instalación de cada una de las partes de la central solar a instalar.

En cuanto a la duración de la construcción, para el caso de una central termosolar de 50 MWe, la misma se la suele estimar en 16 – 18 meses de obra y 4 – 8 meses de puesta en marcha, siendo el cuello de botella, del camino crítico de la planificación del proyecto, la recepción de la turbina de vapor y su montaje. En la Figura N°9 se observa el camino crítico de en la construcción de una central termosolar, donde se observa que puede estar lista para inyectar electricidad a la red o abastecer un proceso industrial en un período de tiempo de 22 meses.

Figura N°9: Camino crítico en la construcción de una central termosolar de 50 MWe.



Fuente: Elaboración propia a partir del libro “Ingeniería de Centrales Termosolares CCP” de RENOVETEC.

En el camino crítico expuesto anteriormente se observa que la turbina, su entrega, montaje y puesta en marcha, es lo que impone el plazo total de construcción de la central solar. Se debe mencionar que commissioning es el proceso de asegurar que el sistema y componentes están bien diseñados, instalados, testeados y operados de acuerdo con los requerimientos estipulados. Se exponen además la duración típica de las fases de un proyecto de tecnología CCP:

- Etapa previa: de aproximadamente 20 meses, los cuales incluyen la ingeniería conceptual, el desarrollo de la ingeniería básica del campo solar y el resto de la planta y la ingeniería de detalle, este último punto suele estar solapado con el período de construcción.
- Obra: 17 meses.
- Puesta en marcha: 5 meses.
- Operación y mantenimiento: de 20 a 25 años, dependiendo la vida útil de los equipos.
- Desmantelamiento: 1 año.

A continuación, se exponen las distintas agrupaciones de costos y sus contenidos conjunto con otros datos relevantes para poder realizar el análisis económico-financiero. En cuanto a los valores de los costos, parte de ellos está calculado a partir de los valores obtenidos para una planta de 50 MWe por el profesor Julián Blanco, profesor de la asignatura “Estudio de casos prácticos y análisis económico de proyectos” y otros son calculados a partir de valores obtenidos por distintas empresas, como lo son los valores por hectárea de alquiler del terreno,

el precio por kg de sal solar o el precio de todo el equipo de colectores solares por m² de campo solar, entre otros.

Además, para los valores calculados a partir de la planta modelo de 50 MWe expuesta en la asignatura de “Estudios de casos prácticos y análisis económico de proyectos”, se expondrá el identificador asignado para obtener el multiplicador pertinente según corresponda. El multiplicador elegido se explica en la Tabla N°2, en la cual se expone la regla de multiplicador empleada para calcular el valor de distintos costos para plantas simuladas por la herramienta.

Tabla N°2: Regla de multiplicador empleada para obtener el valor de distintos costos de la planta diseñada por la herramienta. El valor del multiplicador se corresponde a simular una planta de 50 MWe.

	Multiplicador	
A	1,00	Invariante con la Potencia
B	1,00	Varía proporcional al cambio de potencia
C	0,75	Varía 25% menos que proporcional a la potencia
D	0,25	Varía 25% proporcional a la potencia
E	1,25	Varía 125% proporcional a la potencia

Fuente: Elaboración propia.

A los costos que le corresponda se pondrá entre paréntesis la letra correspondiente a la regla de la tabla anterior. Los costos que no tengan asignada una letra, es porque se obtiene su valor por otro método, el cual se indicará en cada caso.

- Costos de promoción y permisos:
 - (A) - Tramitación de permisos y expedientes legales y administrativos.
 - (C) - Asesoría legal y fiscal.
 - (C) - Asesoría y estudios financieros incluyendo entidades crediticias.
 - (C) - Asesoría y estudios técnicos (topográfico, geotécnico, recurso solar, disponibilidad de agua, evacuación eléctrica, entre otros).
 - (C) - Gastos personales y generales.
 - Beneficio del promotor. Se lo calcula como el 0,5% del total de los costos de la fase de construcción.
- Costos de la fase de construcción: Esta categoría representa el CAPEX del proyecto.
 - Obra civil: para los proyectos pequeños solo se tiene en cuenta el movimiento de tierras.
 - (C) - Movimiento de tierras. Para los proyectos de generación de energía, además del método de multiplicador de la Tabla N°2, se adiciona un factor de multiplicación que tiene en cuenta las horas de almacenamiento de la planta tipo, propuesta por Julián Blanco, frente a la tabla de diseño, se procede de esta forma, ya que de aumentar o disminuir el diseño, también lo hará el área de captación por lo tanto también debería variar el costo de obra civil, lo que no tiene en cuenta el método de la Tabla N°2, por correlacionar la potencia únicamente.
 - (B) - Cimentaciones principales del campo solar, se utiliza un multiplicador adicional como se mencionó en el punto anterior.
 - (C) - Edificación y urbanización necesaria.
 - Bloque de Potencia: Incluye la turbina de vapor, el alternador, las bombas, el condensador y la torre de refrigeración. Y su valor se lo obtiene de multiplicar

la potencia eléctrica por 775 €/kWe.ⁱ Para los proyectos de generación de calor de procesos se excluye este costo.

- Campo solar:
 - Captadores cilindroparábolicos: incluye los espejos, tubos receptores, seguidores hidráulicos y motores, la estructura metálica y las juntas rotativas y el respectivo cableado y fibra óptica. El valor se obtiene de multiplicar el área total de captación por 125 €/m² para los captadores grandes, de 70 mm de diámetro de tubo receptor y 350 €/m² para los captadores pequeños de diámetro de tubo receptor menor a los 35 mm.ⁱⁱ
 - (C) - Sistema HTF: Incluye tuberías, aislamiento térmico, bombas del sistema y los intercambiadores necesarios.
 - HTF: fluido térmico, el cual a elección del usuario y de los parámetros termodinámicos del sistema, puede ser Therminol VP-1 o Therminol 62, ambos aceites térmicos de 4 euros/kg o Agua de 2 euros/m³.ⁱⁱⁱ
 - (C) - Cableado eléctrico y fibra óptica.
- Sistema de Almacenamiento Térmico:
 - Sales: precio de la Sal Solar (60% NaNO₃ + 40% KNO₃) necesaria, donde se multiplican los kg necesarios por 0,97 euros/kg.^{iv} Para el caso de los proyectos de calor de proceso industrial, se almacenará con el fluido térmico siendo agua siempre que las condiciones termodinámicas (presión y temperatura) lo permitan. Se toma como regla que, de trabajar por debajo de los 200°C, donde la presión de vapor es menor a los 15 bar, se utiliza agua como fluido térmico, si no es el caso, entonces se selecciona aceite térmico.
 - Tanques de almacenamiento: el costo de los tanques de almacenamiento en sal solar se calcula a partir de las toneladas utilizadas por la planta tipo que son de 28.500 toneladas y el valor de dicho tanque de 5 millones de euros mediante una relación lineal a las toneladas necesarias por el diseño pedido por el usuario. Para el caso de proyectos de calor de procesos utilizando agua para el almacenamiento, se almacena modularmente en tanques de 50 m³ o 100 m³ cuyo costo es de 2.500 €/m³.^v
 - (C) - Materiales de aislamiento térmico.
 - (B) - Intercambiadores de calor.
 - (C) - Bombas y otros.
- Equipos auxiliares:
 - (A) - Nave de montaje de captadores CCP más los útiles y elementos necesarios. Este concepto no es tenido en cuenta para los captadores pequeños para la generación de calor de proceso industrial.
 - (C) - Caldera y su suministro de gas (en caso de hibridar).
 - (A) - Sistema de aire comprimido.
 - (C) - Sistema de protección contra incendios, para los casos de utilizar aceite térmico como HTF.
 - (C) - Planta de tratamiento de aguas. Este concepto no es tenido en cuenta para los captadores pequeños para la generación de calor de proceso industrial.

- (A) - Vehículos y equipos de automatismo de limpieza para la etapa de O&M. Este concepto no es tenido en cuenta para los captadores pequeños para la generación de calor de proceso industrial.
- Sistema Eléctrico: Se debe aclarar que el análisis técnico-económico-financiero de la herramienta, no incluye la línea de evacuación eléctrica, debido a la variabilidad de disposición de un nodo de interconexión en la cercanía de la localización, la cual de por sí es un parámetro variable. Por este motivo para no complejizar el análisis, se deja la línea de evacuación eléctrica punto por fuera de la herramienta, para ser evaluado por el usuario de ser necesario suministrar energía eléctrica a la red nacional. Este concepto no es tenido en cuenta para los captadores pequeños para la generación de calor de proceso industrial.
 - (A) - Transformadores y otros equipos eléctricos.
 - (C) - Subestación eléctrica.
- Sistemas informáticos y de comunicación:
 - (C) - Equipos eléctricos y electrónicos.
 - (C) - Sistema de control distribuido.
 - (C) - Sistema de comunicaciones.
 - (C) - Estación meteorológica. Para el caso de los proyectos pequeños de generación de calor de procesos, el costo es de 45.000 euros, ya que se necesita solamente una estación.
- Costos Indirectos suelen ser entre un 12% y 14% de los costos totales del proyecto e incluyen:
 - (B) - Ingeniería.
 - (B) - Puesta en marcha.
 - (C) - Repuestos y contingencias.
 - (C) - Garantías.
 - (C) - Gastos Generales.
- Beneficio de la o las empresas intervinientes: Del 10% del total de costos de construcción.
- Costos de la fase de operación y mantenimiento (O&M): Esta categoría representa el OPEX del proyecto y suele tener componentes fijas, como el personal, y variables, como los combustibles y repuestos.
 - (C) - Costo del personal.
 - Alquiler del terreno: Para los terrenos ubicados en la San Juan, el valor de alquiler de la hectárea anual es de 850 dólares/ha*año,^{vi} y para Buenos Aires es de 8.033 dólares/HA*año.^{vii} El valor expuesto es multiplicado por las hectáreas totales del terreno.
 - Reposición anual del HTF: Reposición del 4% del total de HTF necesario.
 - (B) - Contratistas externos: por ejemplo, para la gestión de residuos.
 - Gas Natural por hibridar: Se calcula la necesidad de energía térmica a suplir con gas natural, como se explicó en el apartado técnico y luego se la multiplica por la tarifa de gas de la Argentina, la cual es provista por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), siendo su última actualización la correspondiente al primero de Mayo del año 2019. El resumen de esta para las distintas modalidades de consumo de gas y posibles contratos a establecer con ENARGAS se observan a continuación en la Tabla N°3:

Tabla N°3: Resumen del *cuadro tarifario vigente de ENARGAS para las modalidades de usuarios de los sistemas solares a diseñar. Valores en pesos argentinos.*

Modalidades de usuario y contratos	Tarifa Plena
Gran Usuario – mínimo consumo de 10.000 m³/día	
Capacidad (\$ por m ³ /d)	\$142
Cargo Fijo (\$)	\$673.699
Cargo Variable (\$/m ³)	\$4
Margen de distribución en cargo variable (\$/m ³)	\$4
PIST* (\$/m ³)	\$0
Servicio General - mínimo consumo de 1.000 m³/día	
Capacidad (\$ por m ³ /d)	\$247
Cargo Fijo (\$)	\$338.615
Cargo Variable (\$/m ³)	\$9
Margen de distribución en cargo variable (\$/m ³)	\$9
PIST* (\$/m ³)	\$0
Gran Usuario - mínimo consumo de 3.000.000 m³/año	
Cargo Fijo (\$)	\$673.699
Cargo Variable (\$/m ³)	\$8
Margen de distribución en cargo variable (\$/m ³)	\$8
PIST* (\$/m ³)	\$0
Servicio General - sin cantidad mínima preestablecida	
Cargo Fijo (\$)	\$14.507
Cargo Variable (\$/m ³)	\$638
Costo Transporte (\$/m ³)	\$28
Margen de distribución en cargo variable (\$/m ³)	\$48
PIST* (\$/m ³)	\$164

*PIST = precio por ingreso al sistema de transporte

Fuente: *Elaboración propia – ENARGAS – Cuadro Tarifario -Período 01/06/2019, actualizado en Mayo del año 2019.^{viii}*

- (C) - Repuestos y consumibles.
- (B) - Servicios auxiliares: Agua y electricidad principalmente.
- (D) - Seguros y gastos generales.
- Contingencias: se provisiona un 5% del costo de O&M.
- Beneficio de la empresa encargada de la O&M: del 10% del total de los costos de O&M.
- Costos de finalización del proyecto: Esta etapa se inicia cuando concluye la operación de la planta y se procede a desmontar todos los equipos. En ciertos casos puede resultar un beneficio, si todavía tienen valor alguno los equipos, o incluso por ser vendidos como chatarra.
 - Valor de Mercado residual: se lo considera como un 1% del costo de construcción del sistema solar.
 - Valor de Libros: Amortización no devengada de un bien de uso o edificio.
 - (B) - Costo de desmantelamiento.

Por último, respecto al valor de los costos para los sistemas solares de generación de calor de proceso industrial se debe aclarar que además del método del multiplicador explicado en la

Tabla N°2, se estableció un factor de proyecto chico de 0,25 el cual se aplica para todos los conceptos de costos que se obtienen por el método del multiplicador.

En cuanto a los ingresos para el análisis económico-financiero de los proyectos grandes, de generación de energía eléctrica, se toma el precio al que se venderá la energía generada a CAMMESA, dejando fija una TIR del 10%, como lo permiten las licitaciones RenovAr y para los proyectos pequeños de generación de calor de proceso industrial, se toma el ahorro de gas natural, calculado el mismo con las tarifas provistas por ENERGAS, analizando antes el tipo de usuario el cual depende del consumo diario y anual planificado, el cual se obtiene a partir de la necesidad de energía térmica por parte del proceso.

4.3 Determinación de Escenarios

Una vez expuesta la metodología técnica-económica-financiera implementada en la herramienta de diseño del sistema solar, y habiendo realizado el análisis de sensibilidad de las distintas variables principales, se encontró que el LCEO es muy sensible a la tarifa de Gas Natural a contratar, esto es así, ya que como se mostró en la Tabla N°3, si se fija una cuantía mínima, anual o diaria, la tarifa se reduce drásticamente, siendo el rango tarifario sin cuantía mínima preestablecida, la más costosa. El inconveniente es que a pesar de que con el TMY se puede estimar la necesidad de caldera anual, no se puede estar seguro de que esa necesidad se cumpla con exactitud, definitivamente no a nivel horario, pero aproximadamente a nivel anual sí. En consecuencia, con lo recién detallado, se procederá a realizar, tanto para los proyectos de generación de electricidad, como de calor de proceso industrial, dos escenarios, uno en el cual se consume el gas natural necesario, y se abona el importe correspondiente a la tarifa sin preestablecer la cuantía mínima, y un segundo escenario en el cual se ajusta la necesidad a la próxima cantidad mínima para reducir la tarifa de gas. A continuación, se observa la regla establecida:

- Si la necesidad de gas natural $\leq 110.846 \text{ m}^3/\text{año}$ → Se deja dicho consumo, siendo la tarifa sin cuantía mínima la correspondiente a establecer
- Si $110.846 \text{ m}^3/\text{año} < \text{necesidad de gas natural} < 3.000.000 \text{ m}^3/\text{año}$ → Se impone utilizar al menos $1.000 \text{ m}^3/\text{día}$, para acceder a la tarifa que le corresponde a esta mínima cuantía
- Si la necesidad de gas natural $\geq 3.000.000 \text{ m}^3/\text{año}$ → Se deja dicho consumo, tomando la tarifa correspondiente a tener un mínimo de $3.000.000 \text{ m}^3/\text{año}$ por contrato.

El valor de $110.846 \text{ m}^3/\text{año}$ o su equivalente diario de $304 \text{ m}^3/\text{día}$, es el punto de indiferencia en el cual es económicamente equivalente la tarifa sin cuantía mínima preestablecida y la tarifa de $1.000 \text{ m}^3/\text{día}$ mínimo, por ese motivo, de tener un consumo menor al expuesto no sería necesario ajustar el consumo de gas natural a un mínimo. Este caso suele darse para simulaciones de calor de proceso industrial de baja potencia y pocas horas de funcionamiento, en donde ambos escenarios coincidirían.

En el apartado de resultados se expondrán los casos a simular por la herramienta y se mostrará la diferencia de cada uno de estos escenarios, los que reciben el nombre de escenario “Convencional” y escenario “Con cuantía mínima de GN”.

5. Resultados

En este apartado se expondrán los resultados obtenidos. Primero, se desarrollará el resultado del año meteorológico tipo, donde se mostrará el resultado del TMY de Buenos Aires. La herramienta cuenta además con el TMY de la provincia de San Juan, por ser esta la localización que concentra el mayor número de proyectos fotovoltaicos licitados para las rondas previas de las licitaciones RenovAr, y esto es así por contar con una radiación solar incidente de 2.250 kWh/m²*año y también por los reducidos costos de los terrenos. A continuación se expondrán dos resultados arrojados por la herramienta, el primero de ellos de la simulación de un sistema solar con CCP para generación de energía eléctrica y el segundo de un sistema solar de generación de calor de procesos.

5.1 Año Meteorológico Tipo

A raíz de la metodología desarrollada anteriormente sobre la determinación del TMY, se comienza exponiendo los resultados de los métodos de cálculo de “Root Mean Square Deviation” (RMSD) y “Mean Absolute Error” (MAE).

Como los datos de METEO son de radiación global y difusa, y los de NREL y COB son de radiación directa, se procedió a comparar los datos de SMN con estos últimos para la radiación global y difusa vs METEO y para la radiación directa vs NREL y COB. Además, se comparó la radiación directa de NREL vs COB. En la siguiente tabla se muestra la agrupación mensual de los datos de cada una de las fuentes:

Tabla N°4: Datos de la Radiación Global, Difusa y Directa de Buenos Aires de las distintas fuentes.

(kWh/m ²)	COB	NREL	METEO		SMN		
Mes	B	B	G	D	G	D	B
Ene	159,6	165,9	220,0	90,0	219,7	37,2	96,8
Feb	135,8	145,0	182,0	68,0	197,9	35,4	94,2
Mar	115,6	137,0	160,0	62,0	177,9	25,4	99,2
Abr	84,8	115,8	115,0	47,0	91,6	25,9	50,4
May	75,0	96,4	88,0	39,5	66,3	20,8	35,2
Jun	62,8	69,6	68,0	34,0	73,9	12,9	51,9
Jul	57,6	88,6	72,0	36,0	54,5	14,5	24,3
Ago	73,3	94,6	99,5	47,0	104,6	16,4	49,9
Sep	86,7	123,1	129,0	58,0	117	26,4	48,3
Oct	121,8	129,1	162,0	72,0	160,7	29,9	61,5
Nov	141,6	149,5	203,0	80,0	177,3	37,4	66,7
Dic	185,6	153,3	218,0	89,0	208,4	36,7	72,4

Fuente: COB, NREL, METEO y SMN respectivamente

Y el resultado obtenido al realizar la comparación es el siguiente:

Tabla N°5: Resultado comparación por MAE & RMSD los valores obtenidos.

Fuentes	MAE (kWh/m ²)	RMSD (kWh/m ²)
SMN-B vs COB-B	45,78	53,24
SMN-B vs NREL-B	59,76	62,47
COB-B vs NREL-B	19,36	22,27

SMN-G vs METEO-G	13,03	15,43
SMN-D vs METEO-D	33,63	35,53

Fuente: COB, NREL, METEO y SMN respectivamente

Como se observa de la Tabla N°5, los valores obtenidos por la fuente de SMN para la radiación directa del año 2018, tanto para el método MAE, como para el RMSD, son bastante diferentes a los de NREL y COB, siendo inferiores a estas dos fuentes, esto se puede deber a haber realizado el procedimiento de filtro previamente expuesto.

En cambio, en cuanto a los valores de la radiación global, de comparar SMN con METEO, la diferencia entre estas fuentes y variables no resulta ser muy significativa. En este caso el filtro no descartó gran cantidad de datos como sí lo hizo para la radiación directa.

Por último, se encuentra pertinente notar la diferencia entre COB y NREL para la radiación directa, la cual es solo del 20% aproximadamente, lo cual no se considera excesivo ya que por un lado en la fuente COB se trata de TMY elaborados a partir de series entre los años 2003 y 2017 y en NREL con series de datos entre los años 1983 y 1999.

Se procederá con los TMY de COB, ya que estos son inferiores a los obtenidos por NREL y se busca ser más conservador al diseñar el sistema solar. Además, los datos de COB fueron realizados con series temporales más actuales. Se descartan los datos de SMN, ya que no son TMY, son los valores para el 2018 únicamente y estos pueden no resultar representativos. En la Tabla N°6 se expone el TMY el cual estará disponible en la herramienta de dimensionamiento del sistema solar para utilizar en diversos cálculos a realizar.

Tabla N°6: TMY de la Radiación Solar Directa (B) en Buenos Aires a partir de datos del año 2003 al 2017.

(kWh/m ²)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
B	160	136	116	85	75	63	58	73	87	122	142	186

Fuente: Climate.One.Building

Finalmente se utiliza la misma fuente de datos (COB), para incorporar los TMY de San Juan, ya que es una de las provincias con mayor irradiancia solar de la Argentina.

5.2 Resultados de la herramienta de dimensionado de un Sistema Solar

Como se mencionó al comenzar el apartado de resultados, se expondrá un caso de generación de energía eléctrica con localización en la provincia de San Juan y otro de generación de calor de proceso industrial con localización en el conurbano bonaerense, alrededor de la Capital Federal. Para ambos casos se tomó como punto de diseño el 21 de Marzo a las 12 hs, esto es así, ya que es el día de comienzo del otoño en el hemisferio sur, y de esta forma, no se está sobredimensionando el campo solar y el almacenamiento para la elevada radiación incidente del verano ni se está reduciendo el dimensionamiento debido a la baja de radiación incidente del invierno.

5.2.1 Resultado de la herramienta para generación eléctrica

Se procede a exponer el resultado proveniente de simular un sistema solar para la generación eléctrica.

5.2.1.1 Datos de entrada (datos de usuario)

La localización de la planta será la provincia de San Juan, y el terreno es próximo a donde se están implementando los campos fotovoltaicos, donde la radiación solar incidente de 2.250 kWh/m²*año y la longitud es de O68° 32' 11" y la latitud S31° 32' 15".

El sistema solar tendrá una potencia eléctrica de 50MWe, lo que equivale a una potencia térmica de 146 MWth considerando un ciclo de Rankine de eficiencia de conversión térmica a eléctrica del 37,7% y un 10% de pérdidas adicionales. El ciclo de potencia comienza su funcionamiento a las 9hs y estará en funcionamiento durante 14 horas corridas, lo que significa que el bloque de potencia demandará energía térmica al sistema hasta las 22hs inclusive, es decir en horarios sin radiación solar, esto se hizo así, para ver el impacto técnico-económico del almacenamiento en cuanto a su capacidad, el consumo de gas natural y la fracción solar, lo cual se comprobará en detalle con el análisis de sensibilidad realizado. Además, la planta hibridará con gas natural, para abastecer el bloque de potencia cuando ni el campo solar ni el almacenamiento sean suficientes.

En cuanto al campo solar, la orientación será "Norte – Sur", para maximizar la generación de energía, el modelo de colector será "URSSA Trough", el fluido será "Therminol VP-1" de temperatura máxima los 400 °C, el campo tendrá una temperatura de salida de 393 °C y una temperatura de entrada de 293 °C, la temperatura de salida se eligió para maximizar la eficiencia de la turbina y la de entrada, para tener un salto térmico de 100 °C. El sistema solar contará con almacenamiento en sal solar (60% NaNO₃ + 40% KNO₃) y la capacidad de este será un output de la herramienta, como también lo será la fracción solar, para garantizar el funcionamiento del bloque de potencia durante las horas requeridas para el día del punto de diseño. En la Tabla N°7 se pueden observar los datos característicos del colector a utilizar.

Tabla N°7: Datos representativos del colector cilindroparabólico URSSA Trough.

Característica	URSSATrough
Ancho de Parábola	5,76 m
Longitud total de cada captador	147 m
Número de módulos por colector	12
Diámetro exterior de los tubos absorbedores metálicos	0,07 m
Diámetro interior de los tubos absorbedores metálicos	0,065 m
Área neta de apertura de un captador	820 m ²
Temperatura máxima	400 °C
Rugosidad cara interna tubo absorbedor	20 μm
Reflectividad nominal de los espejos, <i>r</i>	0,93
Transmisividad de la cubierta de vidrio del absorbedor, <i>τ</i>	0,95
Absorptancia del recubrimiento selectivo, <i>α</i>	0,95

Factor de interceptación total, $\gamma_1 \cdot \gamma_2$	0,92
Rendimiento óptico pico: $r \cdot \tau \cdot \alpha \cdot \gamma_1 \cdot \gamma_2$	0,77
IAM*	$K(\theta) = 1 - \frac{(7 \cdot 10^{-4} \cdot \theta + 36 \cdot 10^{-6} \cdot \theta^2)}{\cos \theta}$
Pérdidas térmicas** (W/m)	$Q_L = 0.342 \cdot \Delta T + 1,163 \cdot 10^{-8} \cdot \Delta T^4$

* θ en grados

** ΔT es incremento entre temperatura media del fluido en el CCP y la temperatura ambiente

Fuente: *Provisto por los tutores.*^{ix}

5.2.1.2 Resultados del caso de estudio de sistema solar para generación eléctrica y discusión

En Figura N°10 se expone la visualización de la herramienta de la solapa de parámetros una vez que fueron elegidos, en ella se distinguen cuatro bloques, los cuales son el “Sistema Solar”, la “Localización”, el “Proceso Industrial” y el “Campo Solar”, además debajo de estos se encuentra el link para pasar a visualizar el resumen del resultado. En la Figura N°11 se muestra el resultado resumen como se ve en la herramienta para el escenario “Convencional” y en la Figura N°12 se muestra el resultado para el escenario “Con cuantía mínima de GN”, en ambos se distinguen cuatro partes, la primer parte superior izquierda cuenta con datos propios de la planta de generación eléctrica, la superior derecha tiene información propia del campo solar, la parte inferior izquierda tiene los datos económicos-financieros más relevantes y la inferior derecha los links para dirigirse a ver la solapa resultado del “Detalle Técnico” y del “Detalle Económico-Financiero” por separado.

Figura N°10: Visualización de la solapa “Parámetros” simulando una planta de 50 MWe con 14 horas de funcionamiento, con almacenamiento térmico y ubicada en la provincia de San Juan.

Sistema Solar

Tipo Generación Eléctrica

Punto de diseño	Mes	Día	Hora
	3	21	12

Localización

Industria	Energética		Longitud	O 68° 32' 11"
País	Argentina		Latitud	S 31° 32' 15"
Provincia	San Juan			

Proceso Industrial

	P Eléctrica	P Térmica
Potencia de Proceso (MW)	50 MWe	0 MWth
Potencia a suministrar por el campo (MW)	146 MWth	0 MWth

Horas de Funcionamiento del proceso/turbina: 14 horas Hora de inicio: 9 hs

Cuenta con espacio para ubicar los colectores? Llenar solo para Calor de Procesos

Temperatura de entrada: 390 °C Recomendable que Tin sea 393°C y Tout 293°C para que ΔT sea 100°C

Temperatura de salida: 290 °C

Se quiere hibridar con gas? SI Ya tiene caldera a gas? NO

Campo Solar

Orientación	Norte - Sur	
Ángulo de inclinación	19,97	
Tipo de Colector	URSSATrough	T máx 400 °C
Tipo de fluido	Therminol VP-1	T máx 400 °C
Temperatura de salida	393 °C	
Temperatura de entrada	293 °C	
Almacenamiento	Con	Almacenamiento sugerido para garantizar la P durante las horas necesarias y para mitigar impacto de nubes transitorias

Resultado

Fuente: *Elaboración propia.*

Figura N°11: Visualización de la solapa “Resumen - Resultado” simulando una planta de 50 MWe con 14 horas de funcionamiento, con almacenamiento térmico y ubicada en la provincia de San Juan para el escenario “Convencional”.

Resultado			
Generación Eléctrica	Mes	Día	Hora
Punto de diseño	3	21	12
Localización	San Juan	Longitud	Latitud
		O 68° 32' 11"	S 31° 32' 15"
Potencia Eléctrica	50 MWe	Horas de funcionamiento	14 horas
Potencia del campo solar	146 MWth	Hora de inicio	9 hs
Fracción Solar	1,13	Horas de almacenamiento	7 hs
Orientación	Norte - Sur		
Tipo de Colector	URSSATrough	Tipo de fluido	Therminol VP-1
Temperatura de salida del campo	393 °C		
Temperatura de entrada al campo	293 °C		
			n° en serie
			n° de filas en paralelo
			n° total
			2
			319
			638
			Número de Captadores
			Área total del Sistema Solar
			196 ha
			Área total de Captación
			523.160 m2
			Cantidad de HTF
			1.759 tn
			Tamaño del tanque de Sal Solar
			11.027 m3
			Cantidad de Sal Solar
			24.171 tn
			Necesidad de hibridar con Gas Natural
			17.556.916 m3/año
			Rango tarifario de Gas Natural
			Cantidad mínima de 3.000.000 m3/año
Inversión total	228.889.291 €	Inversión por kWe	4.578 €/kWe
LCOE (TREMA = 6,5%)	204,76 €/MWh	O&M	11.140.798 €
BEC para TIR = 10%	157,37 €/MWh	Pay back (descontado)	15 años
<div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 20px;"> <div style="background-color: #333; color: white; padding: 10px 20px; border-radius: 10px; text-align: center;">Detalle Técnico</div> <div style="background-color: #333; color: white; padding: 10px 20px; border-radius: 10px; text-align: center;">Detalle Económico - Financiero</div> </div>			

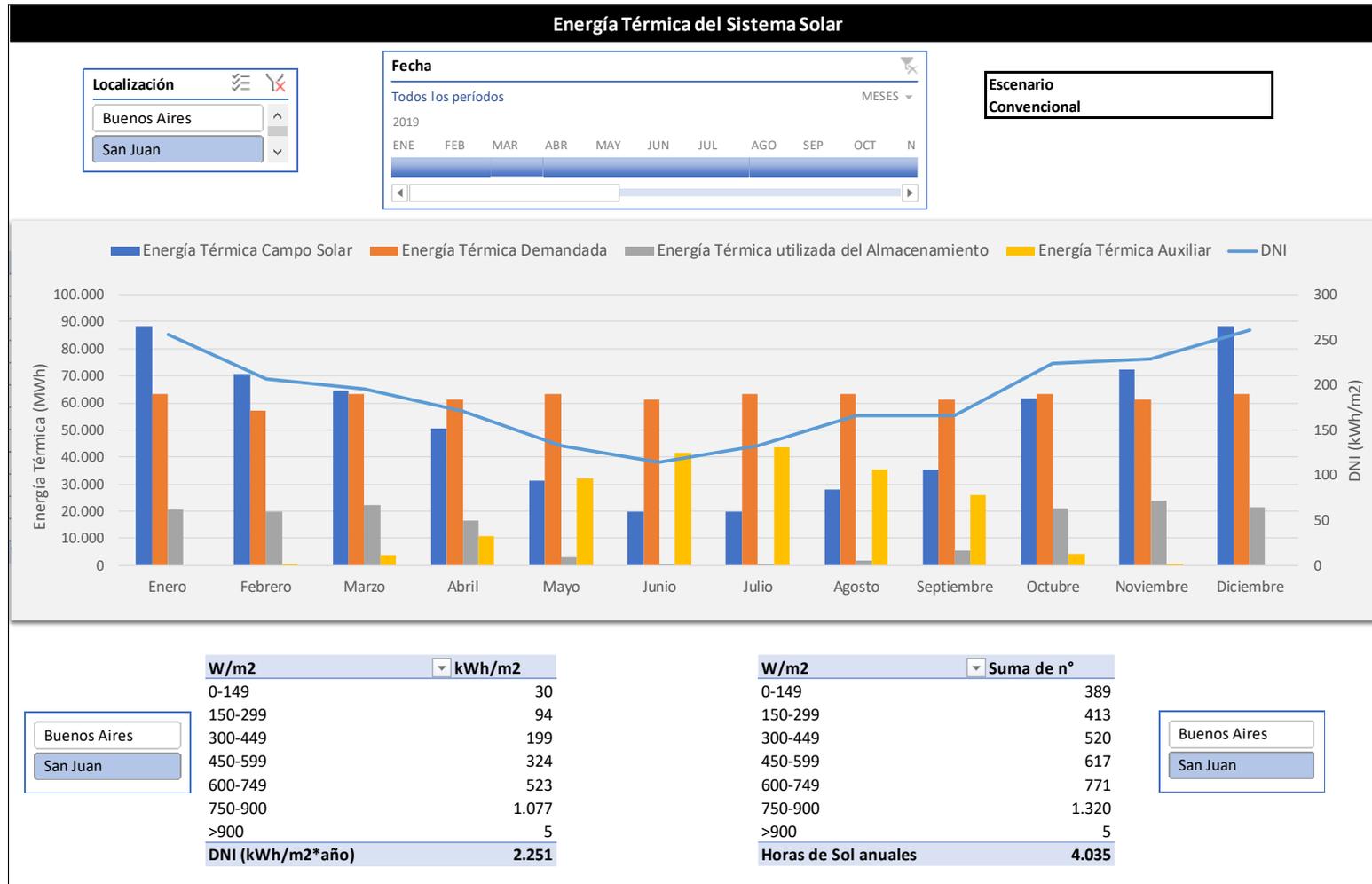
Fuente: *Elaboración propia.*

Figura N°12: Visualización de la solapa “Resumen - Resultado” simulando una planta de 50 MWe con 14 horas de funcionamiento, con almacenamiento térmico y ubicada en la provincia de San Juan para el escenario “Con cuantía mínima de GN”.

Resultado				
Generación Eléctrica	Mes	Día	Hora	
Punto de diseño	3	21	12	
Localización	San Juan	Longitud	Latitud	
		O 68° 32' 11"	S 31° 32' 15"	
Potencia Eléctrica	50 MWe	Horas de funcionamiento	14 horas	
Potencia del campo solar	146 MWth	Hora de inicio	9 hs	
Fracción Solar	1,12	Horas de almacenamiento	7 hs	
Orientación	Norte - Sur			
Tipo de Colector	URSSATrough	Tipo de fluido	Therminol VP-1	
Temperatura de salida del campo	393 °C			
Temperatura de entrada al campo	293 °C			
				n° en serie n° de filas en paralelo n° total
				Número de Captadores 2 317 634
				Área total del Sistema Solar 195 ha
				Área total de Captación 519.880 m2
				Cantidad de HTF 1.748 tn
				Tamaño del tanque de Sal Solar 11.000 m3
				Cantidad de Sal Solar 24.112 tn
				Necesidad de hibridar con Gas Natural 17.842.618 m3/año
				Rango tarifario de Gas Natural Cantidad mínima de 3.000.000 m3/año
Inversión total	228.311.487 €	Inversión por kWe	4.566 €/kWe	<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="background-color: #333; color: white; padding: 10px; border-radius: 10px; text-align: center;">Detalle Técnico</div> <div style="background-color: #333; color: white; padding: 10px; border-radius: 10px; text-align: center;">Detalle Económico - Financiero</div> </div>
LCOE (TREMA = 6,5%)	206,30 €/MWh	O&M	11.249.304 €	
BEC para TIR = 10%	158,55 €/MWh	Pay back (descontado)	15 años	

Fuente: *Elaboración propia.*

Figura N°13: Detalle Técnico de simular una planta de 50 MWe con 14 horas de funcionamiento, con almacenamiento térmico y ubicada en la provincia de San Juan para el escenario “Convencional” y “Con cuantía mínima de GN”.



Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la Figura N°11, el sistema solar tendrá un LCOE de 204,76 €/MWh, una inversión por potencia eléctrica instalada de 4.578 €/kWe, un terreno total de 196 hectáreas y un precio de venta de la energía para el contrato a celebrar con CAMMESA, fijando la TIR en un 10%, de 157,37 €/MWh. Mientras que en la Figura N°12 podemos observar el resultado del escenario con cuantía mínima de gas natural, que en este caso como se trata a un consumo superior a los 3 millones de m³/año, no impacta significativamente, aunque sí tendrá impacto al realizar el análisis de sensibilidad contra distintas variables, es por ello que los valores económicos son levemente superiores, con un LCOE de 206,30 €/MWh, una inversión por potencia eléctrica instalada de 4.566 €/kWe un terreno total de 195 hectáreas y un precio de venta de la energía para una TIR del 10% de 158,55 €/MWh. De esta forma se ve que adaptándose al mercado de gas natural la planta termosolar resulta ser mucho más económica, incluso con valores atractivos para ser instalada hoy en día en la Argentina.

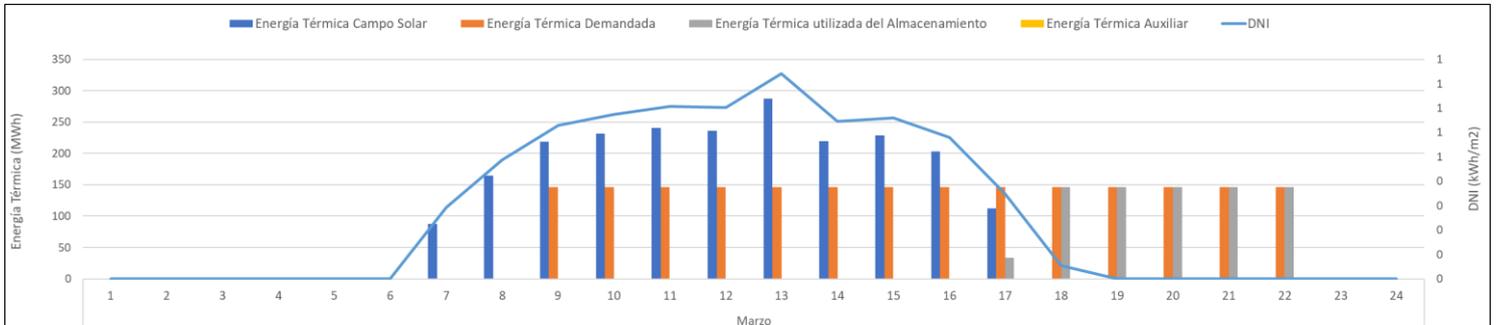
A raíz de esto se encuentra pertinente mencionar que se está trabajando desde el Ministerio de Energía de la Argentina, para que la próxima ronda de licitaciones RenovAr incluya proyectos geotérmicos y termosolares, en palabras textuales de Maximiliano Morrone, director nacional de Promoción de Energías Renovables y Eficiencia Energética: “La geotermia tiene factor de base del 90% y la solar térmica permite trabajar con horas de despacho post-fotovoltaica, tendiendo a ser centrales que usan la solar concentrada de potencia en torres o cilindros parabólicos y almacenamiento a través de sal, por ejemplo... Son tecnologías de base. Por eso, en este trabajo estamos pensando en aprovechar los recursos del país como el solar en el norte y el geotérmico de la Patagonia.”^x

Volviendo a la solapa de resumen del resultado, si se hace click en el botón “Detalle Técnico” mostrado tanto en la Figura N°11, como en la Figura N°12, el usuario se dirige a una solapa donde encontrará el detalle de la energía térmica del sistema simulada para el TMY. En la Figura N°13 se ve la imagen de dicha solapa, en la cual primero el usuario encuentra un gráfico donde se representa la energía térmica producida por el campo, la demandada por el bloque de potencia, la suministrada por el almacenamiento y la proveniente del gas natural, este gráfico se puede filtrar por mes o agrupación de meses y tiene una visión incluso diaria de la simulación del sistema solar, para que el usuario pueda simular el funcionamiento del sistema solar en un mes o incluso en un día específico de este. A su vez el usuario podrá elegir ver el gráfico para el escenario “Convencional” o para el escenario “Con cuantía mínima de GN”. Debajo, el usuario encontrará dos tablas, la de la izquierda muestra la cantidad de irradiancia en kWh/m², por rango de radiación solar directa incidente de 150 W/m², y al final de la tabla se encuentra el DNI anual, el cual para San Juan es de 2.251 kWh/m²*año. La tabla que se encuentra a la derecha cuenta con la misma división del rango de radiación directa pero lo que se muestra es la cantidad de horas de sol y su total representa las horas de sol anuales, que para San Juan son 4.035 horas.

Resulta interesante observar del gráfico de energía térmica y DNI, que como el punto de diseño es en Marzo, este mes tiene una relación de energía térmica proveniente del campo solar y energía térmica demandada por el ciclo de potencia muy parecidas, de hecho, la energía auxiliar utilizada es muy baja. Además, se puede observar que en los meses de invierno se dispara el consumo de energía térmica proveniente del gas natural y que el almacenamiento prácticamente no proporciona energía térmica al bloque de potencia, en cambio en verano no hace falta utilizar el gas natural, ya que se consigue almacenar la suficiente energía para abastecer el bloque de potencia en los horarios sin radiación solar.

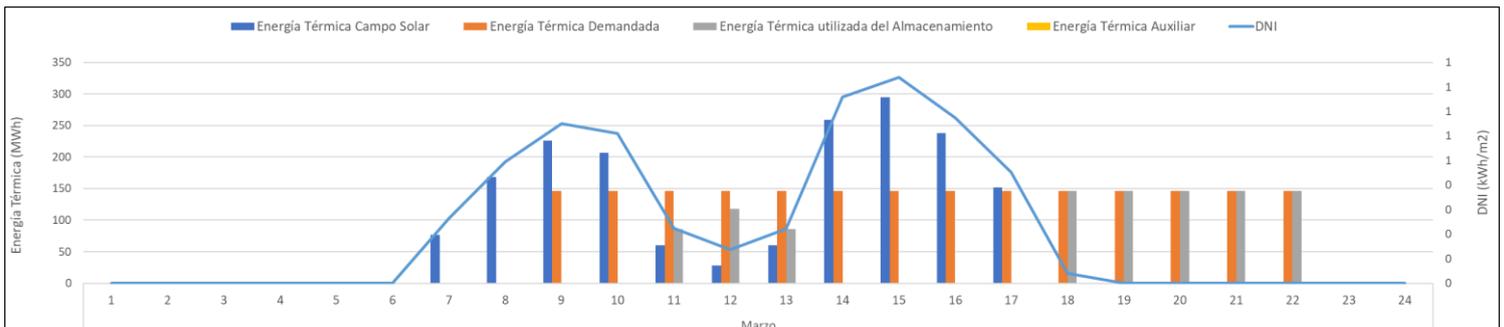
En el Gráfico N°13 se observa un día soleado de Marzo para la simulación realizada, en el Gráfico N°14 se muestra un día con nubes transitorias y en el Gráfico N°15 se observa un día nublado casi en su totalidad, en ambos casos del mismo mes. Estos gráficos son días de funcionamiento del sistema solar para el escenario convencional, y se debe recordar que el sistema cuenta con 7 horas de almacenamiento térmico.

Gráfico N°13: *Energía Térmica del Sistema Solar para un día soleado de principios de Marzo.*



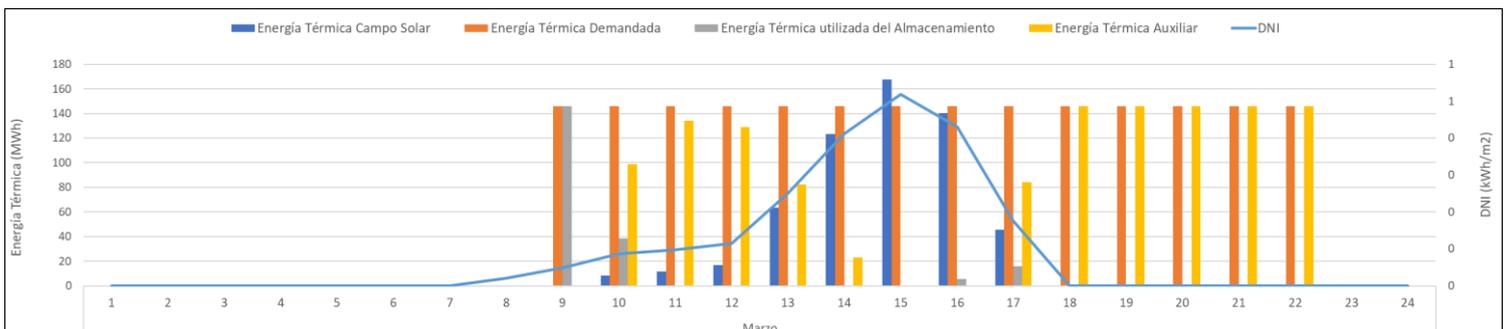
Fuente: *Elaboración propia.*

Gráfico N°14: *Energía Térmica del Sistema Solar para un día con nubes transitorias de principios de Marzo.*



Fuente: *Elaboración propia.*

Gráfico N°15: *Energía Térmica del Sistema Solar para un día parcialmente nublado de finales de Marzo.*



Fuente: *Elaboración propia.*

Es interesante notar en el caso del día soleado, del Gráfico N°13, que el campo solar logra abastecer el bloque de potencia hasta las 17hs inclusive y a partir de las 18hs, se utiliza la energía almacenada para cubrir la demanda hasta terminar el día de producción a las 22hs inclusive. En el Gráfico N°14 se observa que el almacenamiento también ha sido utilizado en el pasaje de una nube transitoria entre las 10hs y 14hs. Finalmente, en el Gráfico N°15 se

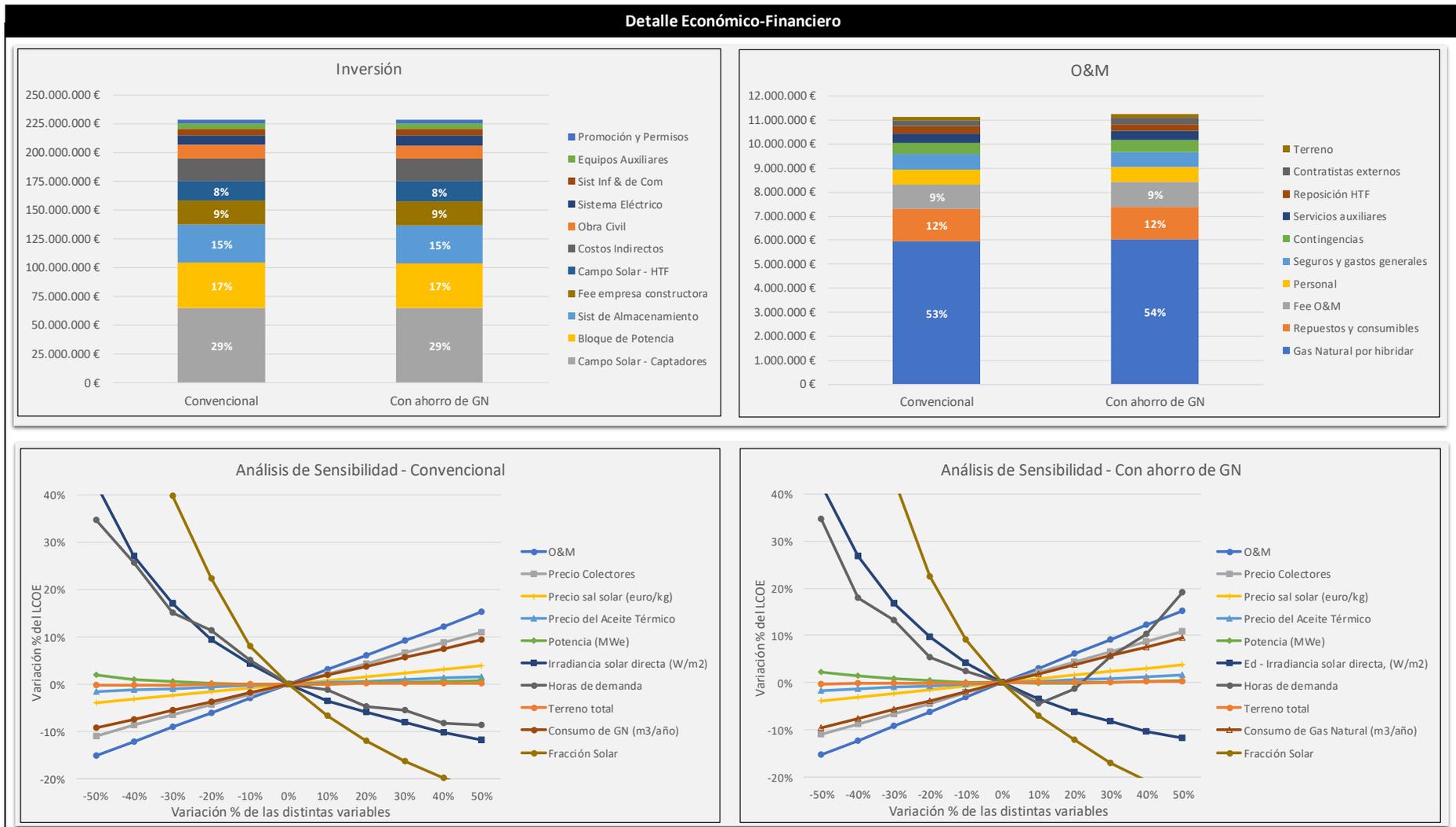
observa como para un día parcialmente nublado, la demanda comienza a abastecerse a partir del sistema de almacenamiento, para luego comenzar a hacer uso del gas natural para abastecerla completamente, a su vez a medida que se disipan las nubes y aumenta la radiación, la misma abastece el bloque de potencia e incluso logra almacenar energía a las 15hs, a partir de las 18hs, ya sin radiación solar, y por encontrarse vacío el tanque de almacenamiento, se debe consumir gas natural hasta las 22hs. Se debe recordar que la capacidad de almacenamiento, como se ve en la Figura N°11, es de 7 horas, es justamente por eso que para el día de nubes transitorias alcanzó su energía, pero no así para el día parcialmente nublado, ya que hay que tener en cuenta que el almacenamiento empieza el día con poca energía térmica, ya que ha tenido que suplir el bloque de potencia desde que se fue el sol el día anterior.

De volver a la solapa de resumen del resultado, y ahora decidir el usuario hacer click en el botón “Detalle Económico-Financiero”, la herramienta lo redireccionaría a la solapa mostrada en la Figura N°14, en la cual se observa en el extremo superior izquierdo el detalle de la inversión a realizar por ambos escenarios, indicando el porcentaje de los costos más representativos. En el extremo superior derecho se observa la distribución de los costos de operación y mantenimiento para ambos escenarios, indicando también el porcentaje de aquellos que son más representativos del total. Además, en el inferior de la figura se observa el análisis de sensibilidad, siendo el del lado izquierdo el correspondiente al escenario “convencional” y el del lado derecho el del escenario de “cuantía mínima de GN”.

Resulta interesante notar que tanto la inversión como los costos de O&M son similares en ambos escenarios, y esto se debe a que el consumo de gas natural en los dos escenarios es superior a los 17 millones de m³/año. Si el consumo hubiese sido inferior a los 3 millones de m³/año, el resultado sería muy distinto, esto se podrá apreciar cuando repasemos el resultado del sistema solar para generación de calor de proceso industrial.

También se ve que los componentes más importantes de la inversión son los captadores cilindroparabólicos, agrupación que incluye los espejos, tubos receptores, seguidores hidráulicos y motores, la estructura metálica, las juntas rotativas y el montaje de los mismos, el bloque de potencia, el sistema de almacenamiento y en menor medida el beneficio de la empresa que constructora y el sistema de HTF y el fluido térmico propiamente dicho, estos conceptos sumados representan un 78% del total de la inversión. En cuanto a los costos de O&M, los conceptos más importantes son el importe del gas natural en gran proporción y en menor medida, los repuestos y consumibles y el beneficio de la empresa a cargo de la operación y mantenimiento, sumando en conjunto el 74% de los costos de O&M.

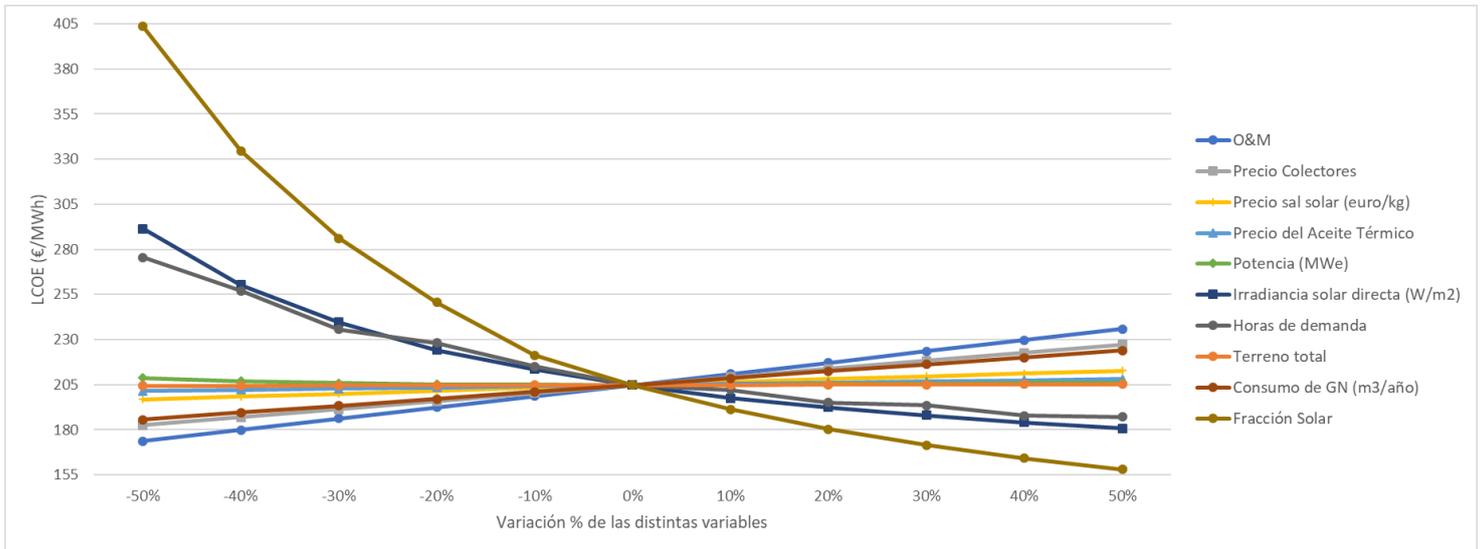
Figura N°14: Detalle Económico Financiero de simular una planta de 50 MWe con 14 horas de funcionamiento, con almacenamiento térmico y ubicada en la provincia de San Juan para el escenario “Convencional” y “Con cuantía mínima de GN”.



Fuente: *Elaboración propia.*

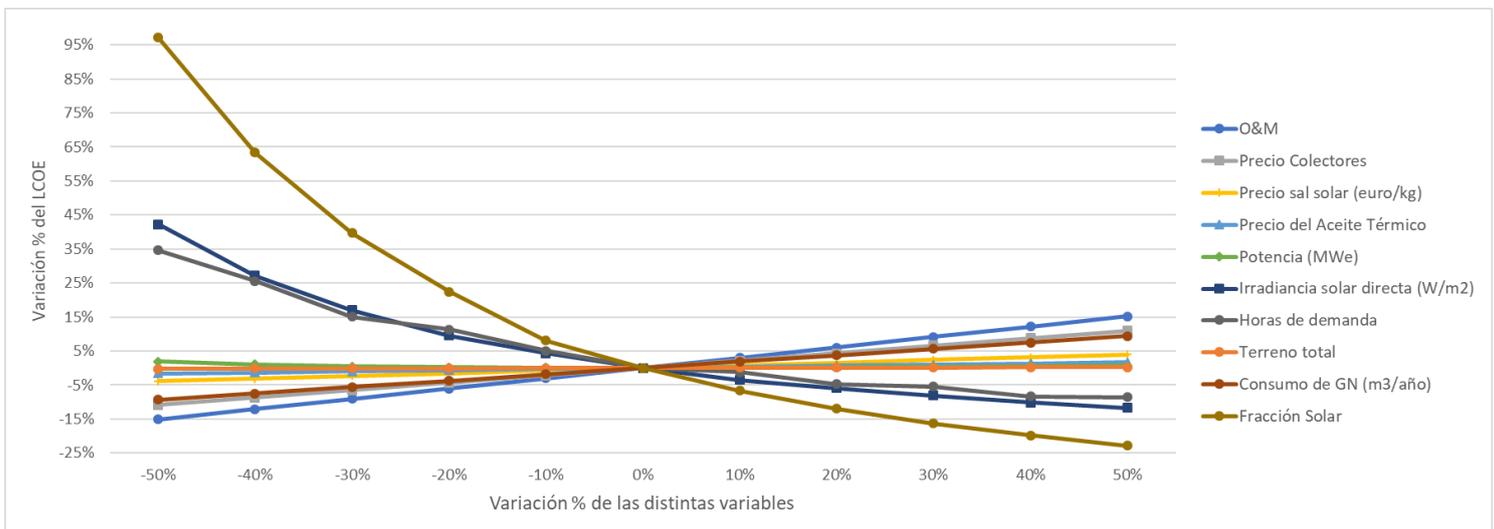
Si ahora nos detenemos a observar el análisis de sensibilidad para el escenario convencional, el cual se muestra en el Gráfico N°16, como la variación del LCOE en €/MWh y en el Gráfico N°17 como la variación porcentual del LCOE al variar porcentualmente cada una de las variables más representativas del sistema solar, se pueden sacar conclusiones del sistema solar a implementar, las cuales analizaremos a continuación.

Gráfico N°16: *Análisis de Sensibilidad – variación del LCOE (€/MWh) vs variación porcentual de distintas variables.*



Fuente: *Elaboración propia.*

Gráfico N°17: *Análisis de Sensibilidad – variación porcentual del LCOE vs variación porcentual de distintas variables.*



Fuente: *Elaboración propia.*

Se ve claramente del Gráfico N°17 que tanto los costos de O&M, el precio de los captadores, el consumo de gas natural y el precio de la sal solar, muestran una sensibilidad lineal del LCOE y detallados de mayor a menor pendiente, aunque los costos de O&M de aumentar o disminuir en un 50% el LCOE aumentaría o disminuiría en un 15% respectivamente. Por otro lado, se observa que el LCOE no es sensible, tanto al precio del aceite térmico, la potencia eléctrica, como al terreno total del sistema solar. Finalmente, el LCOE muestra gran

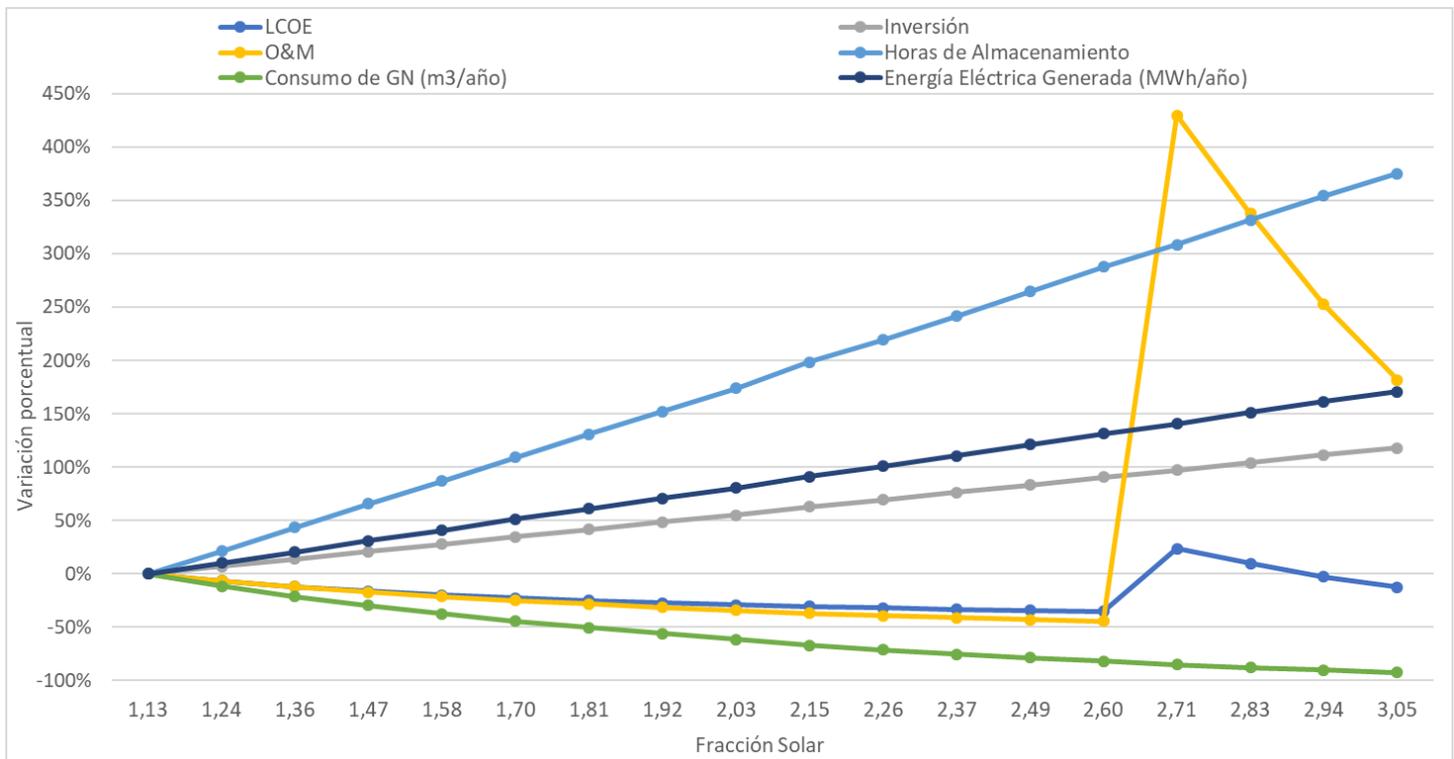
sensibilidad, sobre todo a la baja, a las horas de funcionamiento del bloque de potencia, la irradiancia solar directa, y la fracción solar, llegando a incrementarse el LCOE más de un 40% de disminuir alguna de estas variables en un 50%.

A continuación, se analiza el posible grado de variación de cada una de las variables utilizadas en el análisis de sensibilidad:

- **O&M:** Se puede esperar que estos costos disminuyan o se incrementen entre un 10% o 15% pero no que varíen mucho más, siendo su principal componente la tarifa del gas natural, que se analiza por separado.
- **Precio de los Captadores:** Actualmente se está trabajando con un valor de 125 €/m², aunque se espera que el precio disminuya un 15%-20% de acá a 5-10 años, a medida que los distintos países opten por recursos renovables de base, que permitan aumentar la gestionabilidad de la matriz y el sistema eléctrico y energético y comiencen a instalar centrales eléctricas de esta tecnología.
- **Consumo de gas natural:** Como el consumo anual es superior a los 17 millones de m³, no se espera que varíe mucho la cantidad necesaria, a menor que se opte trabajar con otra fracción solar, y en cuanto al precio, de mantenerse en el rango tarifario de 3 millones de m³/año, no se espera gran variación.
- **Precio de la sal solar:** Se está tomando un valor de 0,97 €/kg, el cual corresponde a una alta pureza de la sal, pudiendo también conseguirse por 0,80 €/kg de requerir menor pureza, pero no se espera que el valor disminuya más que un 10%-15%.
- **Precio del aceite térmico:** No se espera una variación mayor de 10% tanto a la baja como a la suba, igualmente el LCOE no es sensible al mismo.
- **Potencia (MWe):** Se verifica que la planta de 50 MWe maximiza el valor del LCOE ya que este no resulta sensible a la subida, si lo es a la bajada, pero muy poco.
- **Terreno total:** Como se expuso en la metodología de cálculo del terreno total a partir del área de captación del campo solar, el resultado de este no hace sensible el LCOE, además los terrenos se sitúan en sitios desolados de valor económico de la hectárea.
- **Horas de demanda:** En este caso se definió un funcionamiento de turbina de 14 horas, no se espera que se disminuyan dichas horas, ya que el impacto en el LCOE es muy fuerte, y de aumentar las horas, el beneficio no lo justifica, por lo que se espera que se sigan utilizando 14 horas.
- **Irradiancia solar directa (W/m):** Esta variable sirve para entender el porqué de la localización del sistema solar, ya que en el caso de San Juan de 2.251 kWh/m² por año, hace que buscar sitios de irradiancia superior no aumenten el LCOE considerablemente, aunque es lógico que mientras mayor irradiancia mejor sitio para ubicar el proyecto, lo que resulta interesante es notar como a medida que disminuye la irradiancia, el LCOE se ve muy afectado, razón por la cual hay sitios que su irradiancia solar no justifica la instalación de un sistema solar de concentración.
- **Fracción Solar (FS):** el LCEO resulta muy sensible a la baja de la fracción solar llegando a aumentar un 40% por disminuir este un 30% y tomando un valor de 0,79 en vez de un 1,13 que fue el resultado de la herramienta. Pero es interesante notar lo que sucede al aumentar la fracción solar, ya que, al aumentarla, incrementa la disponibilidad de energía almacenada y disminuye el consumo de gas natural del bloque de potencia, es por este motivo que se realiza un análisis especial de la fracción solar al ir incrementando está en un 10% hasta un 170%, donde la fracción solar es levemente superior a 3, y viendo cómo afecta esto no solo al LCOE, sino que también a otras

variables relevantes. En la Tabla N°8 y en el Gráfico N°18 se observa el resultado del análisis.

Gráfico N°18: Variación porcentual de las principales variables de interés al aumentar la Fracción Solar (FS) de a 10% hasta un 170% total.



Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en el Gráfico N°18, por cada 10% adicional de fracción solar las distintas variables evolucionan según el impacto que la fracción solar les genera. Las horas de almacenamiento se incrementan, de forma porcentual más acelerado que el resto de las variables, luego la energía eléctrica generada y la inversión también se incrementan, aunque lo hacen con distintas tasas de crecimiento. Por otro lado, el consumo de gas natural decrece al igual que lo hacen el LCOE y los costos de O&M, aunque estos decrecen hasta una fracción solar de 2,60, ya que a partir de 2,71 ambos se disparan con una pendiente pronunciada para crecer y luego volver a decrecer. Lo que sucede en este punto es justamente que entre la fracción solar de 2,60 y la de 2,71, el consumo de gas natural anual pasa el umbral de los 3 millones de m³/año, con lo cual se pasa al rango tarifario de gas natural más desfavorable en términos económicos, el cual no requiere tener una cantidad mínima estipulada por contrato.

Si nos detenemos en la Tabla N°7 vemos el ritmo con el que cada una de las variables crece o decrece según corresponda. Es importante notar que hasta una fracción solar de 2, la tasa de crecimiento de la inversión, generación eléctrica y horas de almacenamiento se comportan de forma similar, y a un ritmo bastante acelerado, esto repercute en una baja del LCOE con un ritmo acelerado, pero a partir de dicho valor de fracción solar, el ritmo de con el que decrece el LCOE disminuye hasta llegar a una fracción solar de 2,60, ya que a partir de 2,71, pega un salto ya que el consumo de gas natural pasa a ser de 2,6 millones de m³/año, con lo cual se cambia el rango tarifario, disparándose los costos de O&M, y el LCOE abruptamente.



De esta forma queda determinado que la máxima fracción solar será de 2,6 y se recomienda utilizar un mínimo de 2 puntos y de ser posible, lo más próximo a 2,60 donde el LCOE es tan solo 132 €/MWh. Se dice que, de ser posible, ya que ahora es una mera cuestión de conseguir los fondos, ya que puede ser difícil conseguir la financiación de los 435 mil millones de euros necesarios como inversión del sistema solar fracción solar de 2,60 y quizá menos complicado sería conseguir los 354 mil millones de euros correspondientes a la fracción solar de 2,03.

Tabla N°8: Variación porcentual y tasa de variación de las principales variables de interés al aumentar la Fracción Solar (FS) de a 10% hasta un 170% total.

FS	Δ%	LCOE	Δ%	Tasa de Δ%	Inversión	Δ%	Tasa de Δ%	O&M	Δ%	Tasa de Δ%	Horas de Alm	Δ%	Tasa de Δ%	Consumo de GN anual	Δ%	Tasa de Δ%	Generación eléctrica	Δ%	Tasa de Δ%
1,13	0%	205 €/MWh	0%	-	228,9 MM€	0%	-	11,1 MM€	0%	-	7,1	0%	-	17,6x10 ⁶ m ³	0%	-	2,4x10 ⁵ MWh	0%	-
1,24	10%	191 €/MWh	-7%	-7%	244,5 MM€	7%	7%	10,4 MM€	-7%	-7%	8,6	21%	21%	15,5x10 ⁶ m ³	-12%	-12%	2,6x10 ⁵ MWh	10%	10%
1,36	20%	180 €/MWh	-12%	80%	260,6 MM€	14%	103%	9,8 MM€	-12%	82%	10,2	43%	103%	13,8x10 ⁶ m ³	-21%	84%	2,9x10 ⁵ MWh	20%	103%
1,47	30%	171 €/MWh	-16%	36%	276,7 MM€	21%	51%	9,2 MM€	-17%	41%	11,7	65%	51%	12,3x10 ⁶ m ³	-30%	41%	3,1x10 ⁵ MWh	31%	51%
1,58	40%	164 €/MWh	-20%	21%	292,3 MM€	28%	33%	8,8 MM€	-21%	25%	13,2	87%	33%	11,0x10 ⁶ m ³	-37%	25%	3,3x10 ⁵ MWh	41%	33%
1,70	50%	158 €/MWh	-23%	15%	308,6 MM€	35%	26%	8,4 MM€	-25%	18%	14,8	109%	26%	9,8x10 ⁶ m ³	-44%	18%	3,6x10 ⁵ MWh	51%	25%
1,81	60%	153 €/MWh	-25%	10%	324,0 MM€	42%	19%	8,0 MM€	-28%	13%	16,3	131%	20%	8,7x10 ⁶ m ³	-50%	14%	3,8x10 ⁵ MWh	61%	19%
1,92	70%	149 €/MWh	-27%	8%	339,4 MM€	48%	16%	7,7 MM€	-31%	11%	17,9	152%	17%	7,7x10 ⁶ m ³	-56%	11%	4,1x10 ⁵ MWh	71%	16%
2,03	80%	145 €/MWh	-29%	7%	354,8 MM€	55%	14%	7,3 MM€	-34%	9%	19,4	174%	14%	6,8x10 ⁶ m ³	-61%	10%	4,3x10 ⁵ MWh	80%	14%
2,15	90%	142 €/MWh	-31%	6%	372,2 MM€	63%	14%	7,0 MM€	-37%	9%	21,1	198%	14%	5,8x10 ⁶ m ³	-67%	9%	4,6x10 ⁵ MWh	91%	14%
2,26	100%	139 €/MWh	-32%	4%	387,1 MM€	69%	10%	6,7 MM€	-40%	6%	22,6	219%	11%	5,0x10 ⁶ m ³	-72%	7%	4,8x10 ⁵ MWh	101%	10%
2,37	110%	136 €/MWh	-33%	4%	403,0 MM€	76%	10%	6,5 MM€	-41%	5%	24,2	242%	10%	4,3x10 ⁶ m ³	-75%	5%	5,0x10 ⁵ MWh	111%	10%
2,49	120%	134 €/MWh	-34%	3%	419,5 MM€	83%	9%	6,3 MM€	-43%	4%	25,8	265%	10%	3,7x10 ⁶ m ³	-79%	5%	5,3x10 ⁵ MWh	121%	9%
2,60	130%	132 €/MWh	-35%	3%	435,9 MM€	90%	9%	6,1 MM€	-45%	4%	27,5	288%	9%	3,1x10 ⁶ m ³	-82%	4%	5,5x10 ⁵ MWh	131%	9%
2,71	140%	253 €/MWh	24%	-165%	450,8 MM€	97%	7%	59,0 MM€	430%	-1062%	28,9	308%	7%	2,6x10 ⁶ m ³	-85%	4%	5,7x10 ⁵ MWh	141%	7%
2,83	150%	224 €/MWh	9%	-61%	467,2 MM€	104%	7%	48,8 MM€	338%	-21%	30,6	331%	7%	2,1x10 ⁶ m ³	-88%	3%	6,0x10 ⁵ MWh	151%	7%
2,94	160%	199 €/MWh	-3%	-135%	48,6 MM€	111%	7%	39,3 MM€	252%	-25%	32,2	354%	7%	1,7x10 ⁶ m ³	-91%	3%	6,2x10 ⁵ MWh	161%	7%
3,05	170%	179 €/MWh	-12%	300%	498,5 MM€	118%	6%	31,4 MM€	182%	-28%	33,7	375%	6%	1,3x10 ⁶ m ³	-93%	2%	6,4x10 ⁵ MWh	171%	6%

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla N°8 se expone el resultado mostrado por la herramienta, en el cual se muestra un resumen de los datos más relevantes, ya sean técnicos, económico-financieros y parámetros específicos de diseño.

De esta forma queda determinado que el sistema solar, en la manera que fuese posible en términos de financiación, debería estar dimensionado para ser de una fracción solar de 2,60. Además, se pueden reducir ciertos costos para aminorar la inversión, como lo son el precio de los captadores por m², pensando en que se comiencen a instalar plantas termosolares con tecnología de captadores cilindroparábolicos. Es interesante notar que para el caso del sistema solar más conveniente el LCOE es de 132 €/MWh, su inversión sobre la potencia eléctrica a generar es de 8.717 €/kWe y su precio de venta de energía para celebrar un contrato con CAMMESA, licitación RenovAr mediante, para una TIR del 10% es de 102 €/MWh.

En la Tabla N°9 se observan valores de LCOE y de inversión por potencia instalada de las tecnologías solares, desde fotovoltaica a las termosolares de torre y lineales, tanto Fresnel, como de captadores cilindroparábolicos, para proyectos implementados o a implementar en Europa.

Tabla N°9: Costo de la Energía Solar a partir de proyectos realizados y a realizar en Europa.

	LCEO	Inversión
Fotovoltaica residencial	140 – 340 €/MWh	2.000 - 2.780 €/kWe
Campos fotovoltaicos	125 – 300 €/MWh	1.790 - 1.970 €/kWe
CCP - Fresnel s/almacenamiento	170 – 340 €/MWh	4.470 - 6.260 €/kWe
CCP - Fresnel c/almacenamiento (6hs)	150 – 330 €/MWh	5.365 - 7.150 €/kWe
Torre c/almacenamiento	110 – 150 €/MWh	6.000 - 8.000 €/kWe

Fuente: *Elaboración propia - Apunte de asignatura "Estudio de Casos Prácticos y Análisis Económico de Proyectos".*

Como se puede ver el valor obtenido para el sistema solar expuesto, presenta valores de LCOE inferior al rango de proyectos europeos, con tan solo 1.600 €/kWe adicionales, además el sistema propuesto por la herramienta cuenta con un almacenamiento de 27,5 horas, mientras que el rango de inversión propuesto por el profesor Julián Blanco que se observa en la Tabla N°9 es para un almacenamiento de 6 horas solamente.

5.2.2 Resultado de la herramienta para generación de calor de proceso industrial

Se procede a desarrollar el resultado obtenido por la herramienta para el sistema solar de generación de calor de proceso industrial.

5.2.2.1 Datos de entrada (datos de usuario)

La localización de la planta será el conurbano bonaerense de la Capital Federal, ya que la mayor actividad industrial del país se concentra en esta zona, es por este motivo que la radiación solar directa incidente no la más adecuada para un sistema termosolar, pero la generación de calor de proceso se debe generar cerca del sitio de demanda. En este caso la radiación solar incidente es de 1.300 kWh/m²*año, valor de radiación solar directa muy por debajo de los valores disponibles en ubicaciones recomendadas para un sistema termosolar, y la longitud es de 058° 22' 38" y la latitud S34° 36' 47".

La demanda de proceso requiere 2 MW térmicos durante un lapso de 8 horas de funcionamiento, comenzando el mismo a las 9hs, lo que significa que el proceso demandará energía térmica al sistema hasta las 16hs inclusive. Además, la planta hibridará con gas

natural, para abastecer el proceso cuando ni el campo solar ni el almacenamiento sean suficientes.

En cuanto al campo solar, la orientación será “Este – Oeste”, para obtener una generación térmica lo más uniforme posible a lo largo de todo el año; el modelo de captador será “PolyThrough 1800” de NEP Solar; se utilizará agua como fluido térmico, la cual tiene como limitante 200°C para poder almacenar en tanques a presión igual o inferior a 15 bar. El campo tendrá una temperatura de salida de 190 °C y una temperatura de entrada de 130 °C, teniendo un salto térmico de 60 °C; el rango de temperaturas se eligió para maximizar la eficiencia del sistema solar y abastecer procesos como el secado de la industria láctea y plástica, el fijado de la industria textil o la destilación de la industria plástica, los cuales rondan por temperaturas entre los 150 °C y los 180 °C. El sistema solar contará con almacenamiento de energía térmica en tanques modulares de agua presurizada de 50 m³ o 100 m³, la capacidad de los tanques será una salida de la herramienta de dimensionamiento, como también lo será la fracción solar, para garantizar el funcionamiento del proceso durante las horas requeridas para el día del punto de diseño. En la Tabla N°10 se pueden observar los datos característicos del colector a utilizar.

Tabla N°10: Datos representativos del colector cilindroparabólico PolyThrough 1800.

Característica	PolyThrough 1800
Ancho de Parábola	1,845 m
Longitud total de cada captador	11,09 m
Reflector	Aluminio
Diámetro interior de los tubos absorbedores metálicos	0,0325 m
Área neta de apertura de un captador	18,45 m ²
Temperatura máxima	230 °C
Rendimiento óptico pico	0,689
K(φ) - Modificador por ángulo de incidencia	Ver Tabla N°10
Coeficiente de perdidas térmicas – a1	0,36 W/m ² *K
Coeficiente de perdidas térmicas – a2	0,0011 W/m ² *K ²

Fuente: Elaboración propia - Ficha Técnica del colector PolyThrough 1800 de NEP SOLAR AG.

El modificador por ángulo de incidencia es calculado interpolando dentro de la tabla de la Figura N°13, en función del ángulo de cada una de las horas del TMY.

Figura N°15: K(φ) del colector cilindroparabólico PolyThrough 1800.

	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
K _e (transversal)	1.00	0.99	0.99	0.98	0.96	0.93	0.88	0.75	0.46	0.00
K _e (longitudinal)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Fuente: Ficha Técnica del colector PolyThrough 1800 de NEP SOLAR AG.

5.2.2.2 Resultados del caso de estudio del sistema solar para generación de calor de proceso y discusión

En Figura N°16 se expone la visualización “Parámetros” de la herramienta. En este caso, en la herramienta se pregunta al usuario si cuenta con espacio para ubicar los captadores, lo cual no se refiere a un terreno con valor económico apreciable, sino que a un techo del cual pueda sacar provecho a costo cero. La Figura N°17 y la Figura N°18 muestran el resumen del resultado para el escenario “Convencional” y el que cuenta “Con cuantía mínima de GN” respectivamente.

Figura N°16: Visualización de la solapa “Parámetros” simulando un sistema solar de generación de calor de proceso de 5 MWth con 8 horas de funcionamiento, con almacenamiento térmico y ubicado en el conurbano bonaerense.

Sistema Solar

Tipo Calor de Proceso

Punto de diseño	Mes	Día	Hora
	3	21	12

Localización

Industria	Caucho y plástico		Longitud	0 58° 22' 38,03"
País	Argentina		Latitud	S 34° 36' 47,34"
Provincia	Buenos Aires			

Proceso Industrial

	P Eléctrica	P Térmica
Potencia de Proceso (MW)	0 MWe	5 MWth
Potencia a suministrar por el campo (MW)	0 MWth	5 MWth

Horas de Funcionamiento del proceso/turbina: 8 horas Hora de inicio: 9 hs

Cuenta con espacio para ubicar los colectores? NO Llenar solo para Calor de Procesos

Temperatura de entrada: 180 °C

Temperatura de salida: 120 °C

Se quiere hibridar con gas? SI Ya tiene caldera a gas? NO

Campo Solar

Orientación	Este - Oeste	
Ángulo de inclinación	3,85	
Tipo de Colector	PolyThrough 1800	T máx 230 °C
Tipo de fluido	Agua	T máx 315 °C
Temperatura de salida	190 °C	
Temperatura de entrada	130 °C	
Almacenamiento	Con	Almacenamiento sugerido para garantizar la P durante las horas necesarias y para mitigar impacto de nubes transitorias

Resultado

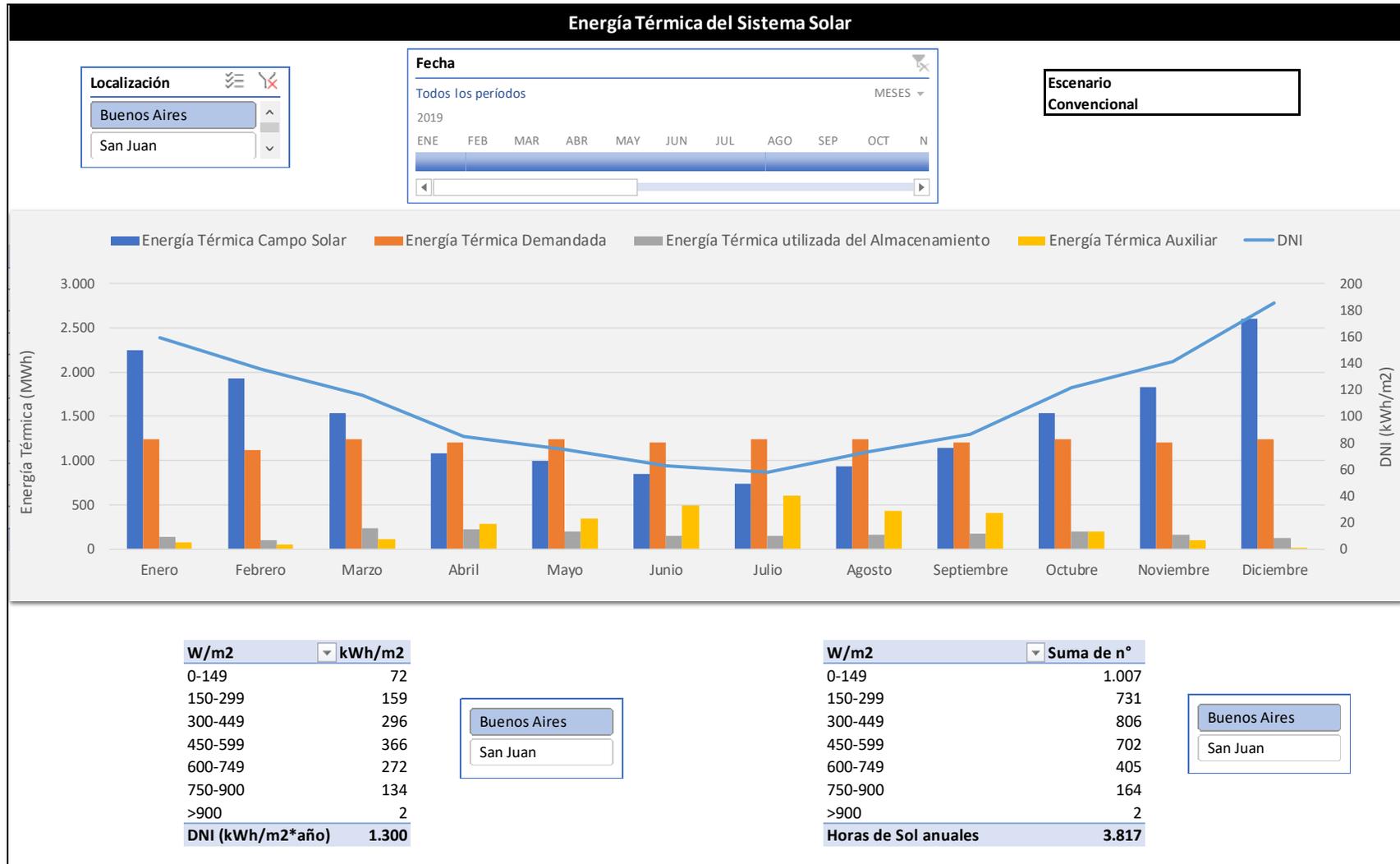
Fuente: *Elaboración propia.*

Figura N°18: Visualización de la solapa “Resumen - Resultado” simulando un sistema solar de generación de calor de proceso de 5 MWth con 8 horas de funcionamiento, con almacenamiento térmico y ubicado en el conurbano bonaerense, para el escenario “Con cuantía mínima de GN”.

Resultado			
Calor de Proceso	Mes	Día	Hora
Punto de diseño	3	21	12
Localización	Buenos Aires	Longitud	Latitud
Potencia Eléctrica	5 MWth	O 58° 22' 38"	S 34° 36' 47"
Potencia del campo solar	5 MWth	Horas de funcionamiento	8 horas
Fracción Solar	0,81	Hora de inicio	9 hs
Orientación	Este - Oeste	Horas de almacenamiento	2 hs
Tipo de Colector	PolyThrough 1800		
Temperatura de salida del campo	190 °C	Tipo de fluido	Agua
Temperatura de entrada al campo	130 °C		
			n° en serie
			n° de filas en paralelo
			n° total
			Número de Captadores
			Área total del Sistema Solar
			Área total de Captación
			Cantidad de Agua como HTF y almacenamiento
			Tamaño del tanque de Agua
			Necesidad de hibridar con Gas Natural
			Rango tarifario de Gas Natural
			Presión del tanque
			3 módulos de 50 m3 cada uno
			12,6 bar
			Cantidad mínima de 1.000 m3/día
Inversión total	12.186.659 €	Inversión por kWth	2.437 €/kWth
LCOE (TREMA = 6,5%)	602,38 €/MWh	O&M	3.737.318 €
Pay back (descontado)	6 años	Ahorro en Gas Natural	3.831.964 €
			Detalle Técnico
			Detalle Económico - Financiero

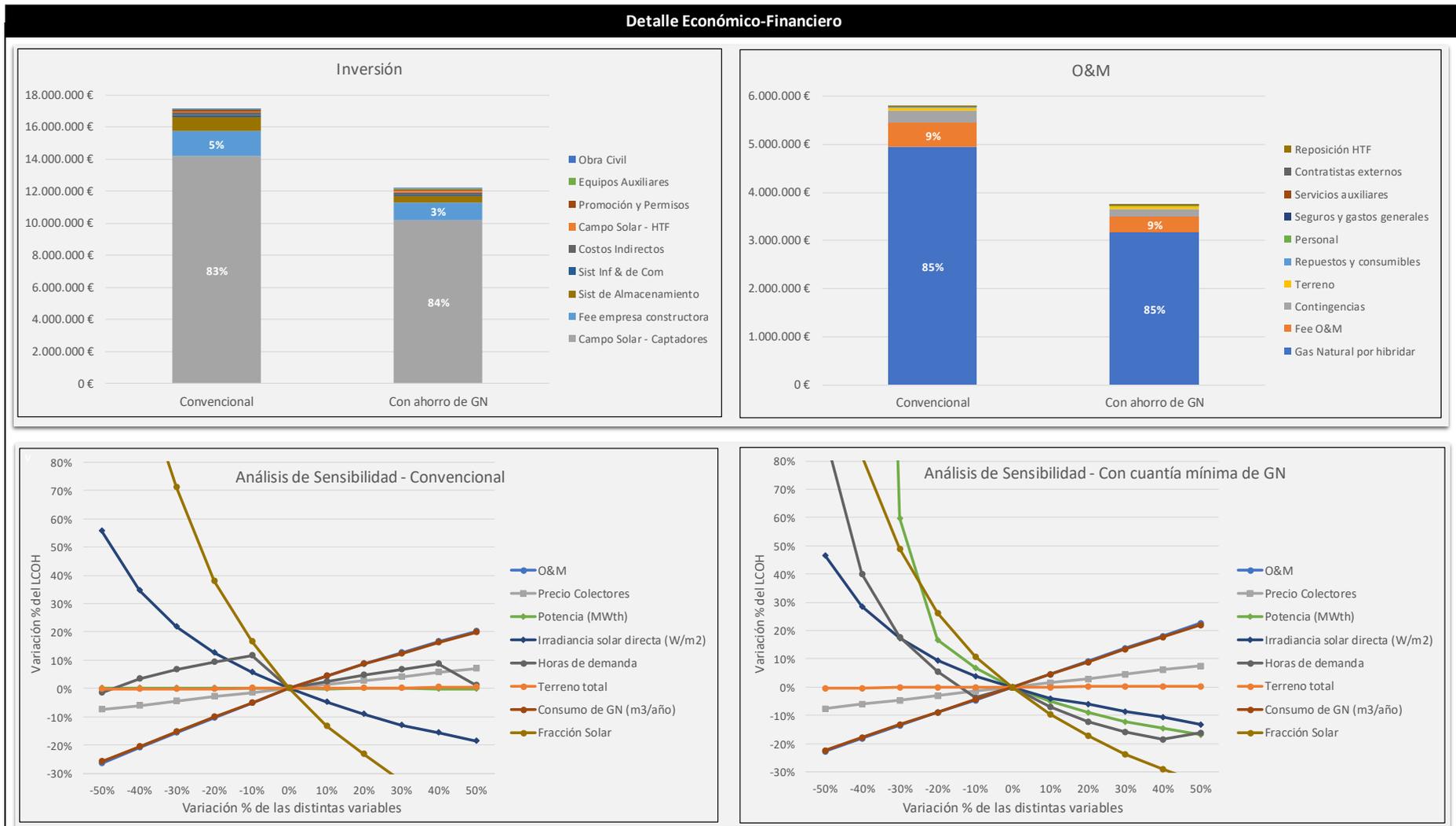
Fuente: *Elaboración propia.*

Figura N°19: Detalle Técnico de simular un sistema solar de generación de calor de proceso de 5 MWth con 8 horas de funcionamiento, con almacenamiento térmico y ubicado en el conurbano bonaerense, para el escenario “Convencional” y “Con cuantía mínima de GN”.



Fuente: Elaboración propia.

Figura N°20: Detalle Económico Financiero de simular un sistema solar de generación de calor de proceso de 5 MWth con 8 horas de funcionamiento, almacenamiento térmico y ubicado en Buenos Aires, para el escenario "Convencional" y "Con cuantía mínima de GN".



Fuente: *Elaboración propia.*

Como se observa en la Figura N°17, el sistema solar tendrá un LCOH⁶ de 567 €/MWh, una inversión por potencia térmica instalada de 3.428 €/kWth con un periodo de repago compuesto de 21 años, una fracción solar de 1,12, un terreno total de 9 hectáreas, una capacidad de almacenamiento de 4 horas distribuido modularmente⁷ en 3 tanques de 100 m³ y uno de 50 m³ y un consumo de gas natural de 277.625 m³/año. Mientras que en la Figura N°18 podemos observar el resultado del escenario con cuantía mínima de gas natural, que en este caso el rango tarifario corresponde a un consumo superior a los 1.000 m³/día, con un LCOH de 602 €/MWh, una inversión por potencia térmica instalada de 2.437 €/kWth con un periodo de repago compuesto de tan solo 6 años, una fracción solar de 0,81, un terreno total de 7 hectáreas, una capacidad de almacenamiento de 2 horas, distribuido modularmente en 3 tanques de 50 m³ y un consumo de gas natural de 587.853 m³/año. De esta forma se ve que adaptándose al mercado de gas natural el proyecto resulta mucho más viable, en términos tecno-económicos, además su fracción solar disminuye por el hecho de tener un mínimo de 1.000 m³ de gas natural para usar cada día, lo que repercute en menor energía generada por el sistema solar, por lo cual el LCOH se incrementa en 35 €, respecto al escenario convencional, pero es tan solo un 6% su incremento.

Otro dato importante que se observa es el ahorro anual en gas natural, por pasar a tener el sistema solar, en lugar de utilizar solamente gas como se hace actualmente en esta industria. Para el escenario convencional el ahorro es poco más de 2 millones de euros anuales, en cambio en el caso de fijar una cantidad mínima de consumo de gas, el ahorro es de casi 4 millones de euros anuales, haciendo que el valor por decidirse por este último escenario frente al anterior sea de 1,77 MM€ anuales.

Volviendo a la solapa de resumen del resultado, si se hace click en el botón “Detalle Técnico” mostrado tanto en la Figura N°17, como en la Figura N°18, el usuario se dirige a una solapa donde encontrará el detalle de la energía térmica del sistema simulada para el TMY. En la Figura N°19 se ve la imagen de dicha solapa, la cual se comentó sobre su contenido en el apartado de los resultados del sistema de generación de electricidad. Solamente se destacará que la radiación solar directa incidente de Buenos Aires es tan solo de 1.300 kWh/m²*año y la cantidad de horas de sol anuales es de 3.817 horas.

El funcionamiento del campo solar al igual que para el caso de generación eléctrica hará uso de la energía térmica proveniente de los captadores solares para abastecer el proceso industrial y almacenar energía en los tanques para utilizarla en horarios sin sol radiante, en las horas que no cuente con energía del campo solar ni del almacenamiento se utilizará el gas natural como fuente de calor.

Volviendo a la solapa de resumen del resultado, y ahora haciendo click en el botón “Detalle Económico-Financiero”, la herramienta lo redireccionaría a la solapa mostrada en la Figura N°20. En esta solapa al igual que para el sistema de generación de electricidad, se observan los componentes de la inversión y de los costos de O&M para cada escenario y a su vez el análisis de sensibilidad de cada uno de ellos.

Resulta interesante notar que tanto la inversión como los costos de O&M son mayores para el escenario convencional. En cuanto a la inversión, la disminución de su valor total en un 29%

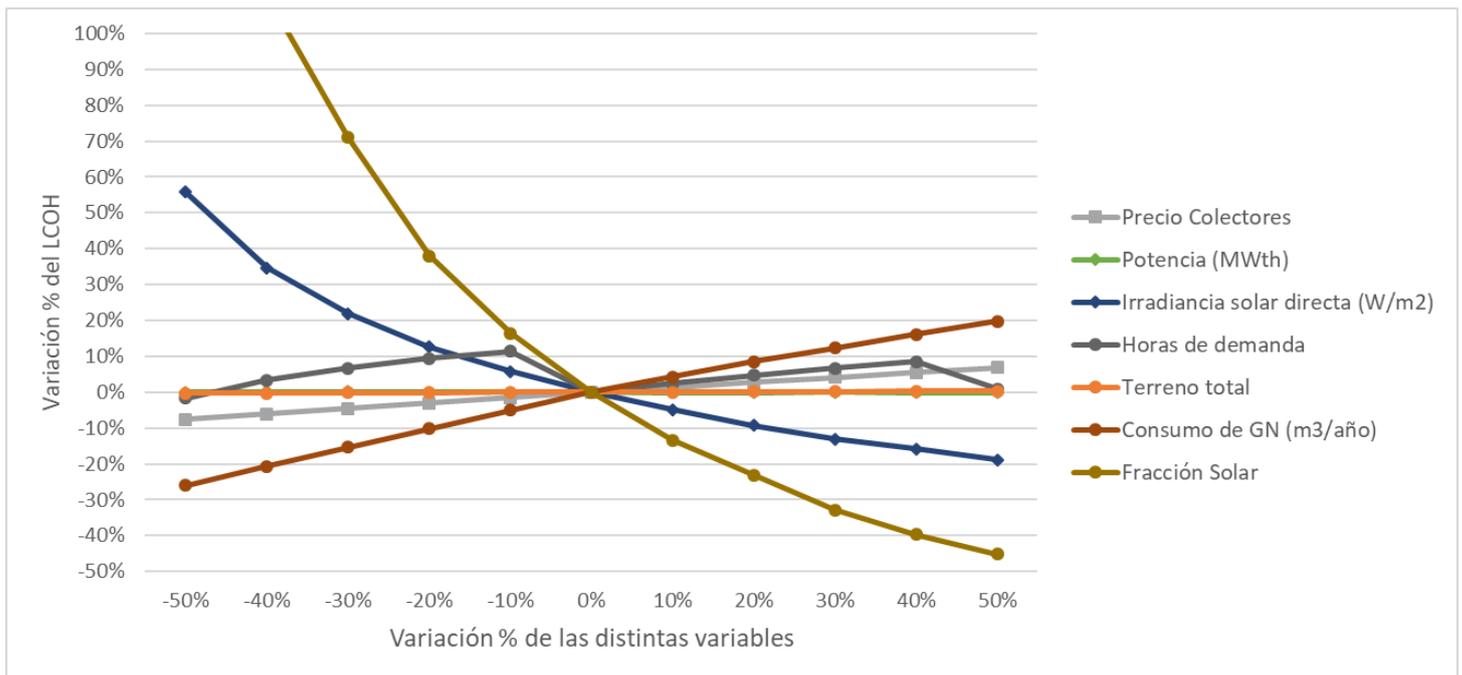
⁶ en vez de ser LCOE (Levelized Cost of Energy) para la generación de calor se utiliza LCOH, de sus siglas en inglés Levelized Cost of Heat.

⁷ Se ajusta el volumen del tanque a las medidas estándar de los tanques presurizados las cuales son de 50m³ y 100m³.

entre un escenario y otro, se debe principalmente a que se utiliza un mayor número de captadores para abastecer el consumo de calor de proceso industrial. Tanto es así que la fracción solar resultante es de 1,12. En cambio en el escenario en donde se cuenta con 1.000 m³ de gas natural por día, se hibrida todos los días, con lo cual la demanda de energía al campo solar es menor, esto resulta en un menor campo solar, ergo, una disminución de la inversión. Si ahora nos concentramos en los costos de O&M, vemos que se vieron reducidos en un 35% al establecer cantidad mínima de consumo de gas natural, reduciendo la tarifa del gas en poco menos de 2 millones de euros. Es importante entender que, adaptándose al mercado del gas natural de la Argentina, se logra reducir la inversión, los costos de operación y mantenimiento y además disminuye mucho el periodo de repago, que pasa de 21 años a 6 años, lo cual es sumamente importante, ya que las empresas necesitan saber en cuanto tiempo recuperarían su inversión para disponer de los fondos y aloarlos en otro proyecto que maximice el beneficio de su negocio.

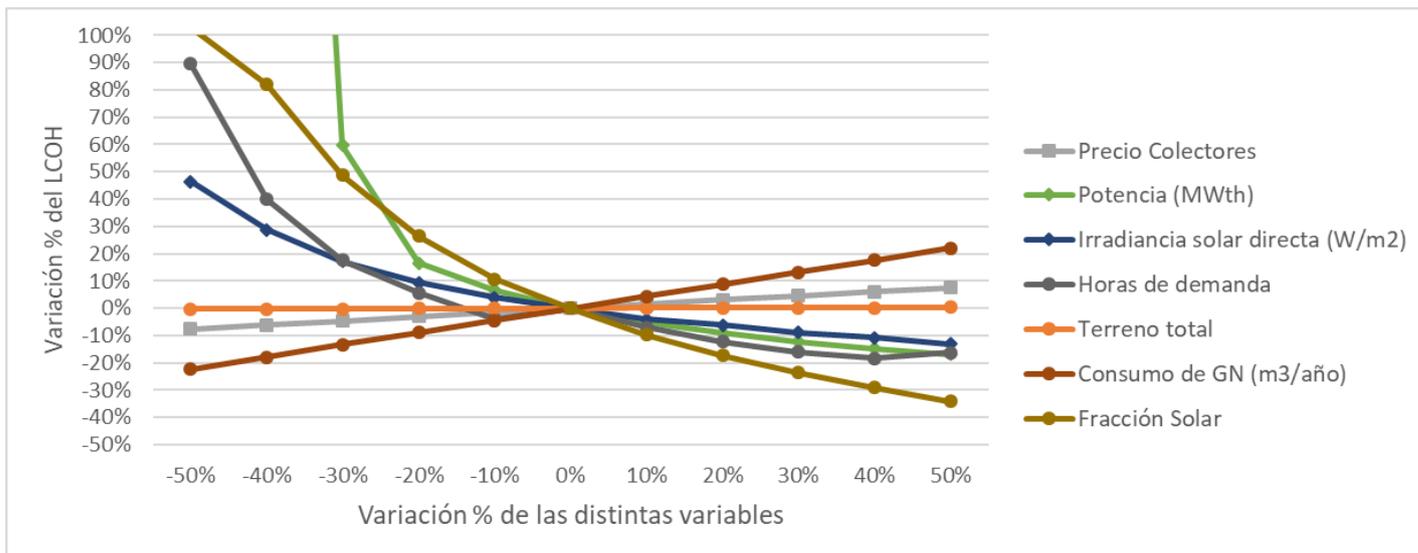
Si ahora nos detenemos a observar el análisis de sensibilidad para el escenario convencional en el Gráfico N°19, y el análisis de sensibilidad del escenario con cantidad mínima de gas natural en el Gráfico N°20, se puede ver cómo es afectado el LCOH para cada una de las variables relevantes del sistema solar.

Gráfico N°19: *Análisis de Sensibilidad – variación porcentual del LCOH vs variación porcentual de distintas variables para el escenario convencional.*



Fuente: *Elaboración propia.*

Gráfico N°20: Análisis de Sensibilidad – variación porcentual del LCOH vs variación porcentual de distintas variables para el escenario con cuantía mínima de gas natural.



Fuente: Elaboración propia.

Es importante conocer el impacto de las distintas variables sobre el LCOH y como se puede mejorar este indicador realizando ciertas variaciones en parámetros de diseño, igualmente para el caso de generación de calor de proceso no es imprescindible este indicador, sino que el ahorro que la empresa estaría obteniendo de realizar el proyecto y el repago de su inversión. Sin embargo, si se analiza el resultado del análisis de sensibilidad anteriormente expuesto, se observa, que el terreno no influye en los proyectos, mientras que el precio de captadores lo hace con una leve pendiente. Sobre este último aspecto, se debe decir que se está utilizando un precio de 350 €/m² de captador, pero se espera que el mismo baje y tome valores de 250 €/m².^{xi} Por otro lado, los costos de O&M, que son prácticamente el 80% debido al consumo de gas natural, muestra una sensibilidad superior a la del precio de los captadores, igualmente en ambos escenarios, sin hacer variar el LCOH en más de un 25%.

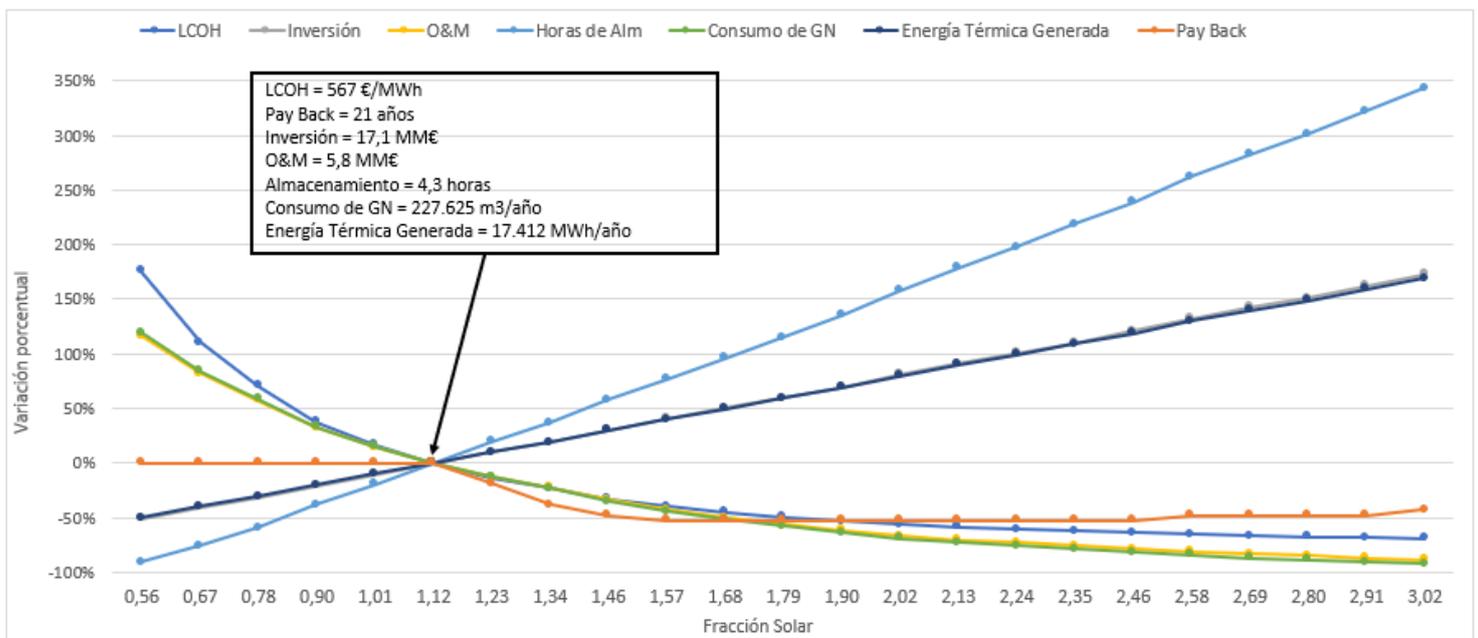
La irradiancia solar impacta de forma parecida en ambos casos, aunque en el segundo caso, al contar con una porción diaria de gas natural, se opaca el cambio a la baja, igualmente no se espera que varíe, ya que la localización del sistema solar, debido a la concentración de la actividad industrial de la provincia no permite obtener mejorar la radiación directa incidente. En cuanto a la variación de la potencia térmica demandada, para el escenario convencional es invariante, mientras que para el segundo caso hace reducir drásticamente el LCOH, ya que se cuenta con gas natural que pasa a ser prescindible la mayor parte del año. En cuanto a las horas de demanda, el comportamiento es similar a la potencia, en donde para el escenario convencional no es muy influyente, mientras que para el segundo caso, por comprometerse a un mínimo consumo de gas natural diario, repercute de forma muy negativa a la baja de esta variable.

Finalmente, se observa la fracción solar, la cual en ambos casos hace el LCOH muy sensible a su variación, y esto se debe a que, al bajar la fracción solar, se reduce el campo solar y el almacenamiento, aumentando el consumo de gas natural, en cambio al incrementar el valor de la fracción solar se consigue mayor capacidad de almacenamiento, reduciendo el consumo de gas natural a costas de incrementar la inversión debida al campo solar y el sistema de almacenamiento, aunque se logra también disminuir el valor del LCOH.

Teniendo en cuenta la sensibilidad del LCOH frente a las variables principales del sistema solar, y dado que este es un indicador robusto de la industria energética, es conveniente conocer en qué proporción y sobre que rangos se puede estar moviendo, igualmente para el caso de la generación de calor de proceso, la cual esta apuntado a empresas, a PyMes y grandes empresas, lo que se busca es minimizar la inversión, incrementar los ahorros aparejados al proyecto, y reducir en la medida que sea posible el retorno de la inversión. Es por esta razón que el escenario con cuantía mínima de gas natural es el que mejor se ajusta al contexto actual de la Argentina, y se recomendaría hacer al usuario.

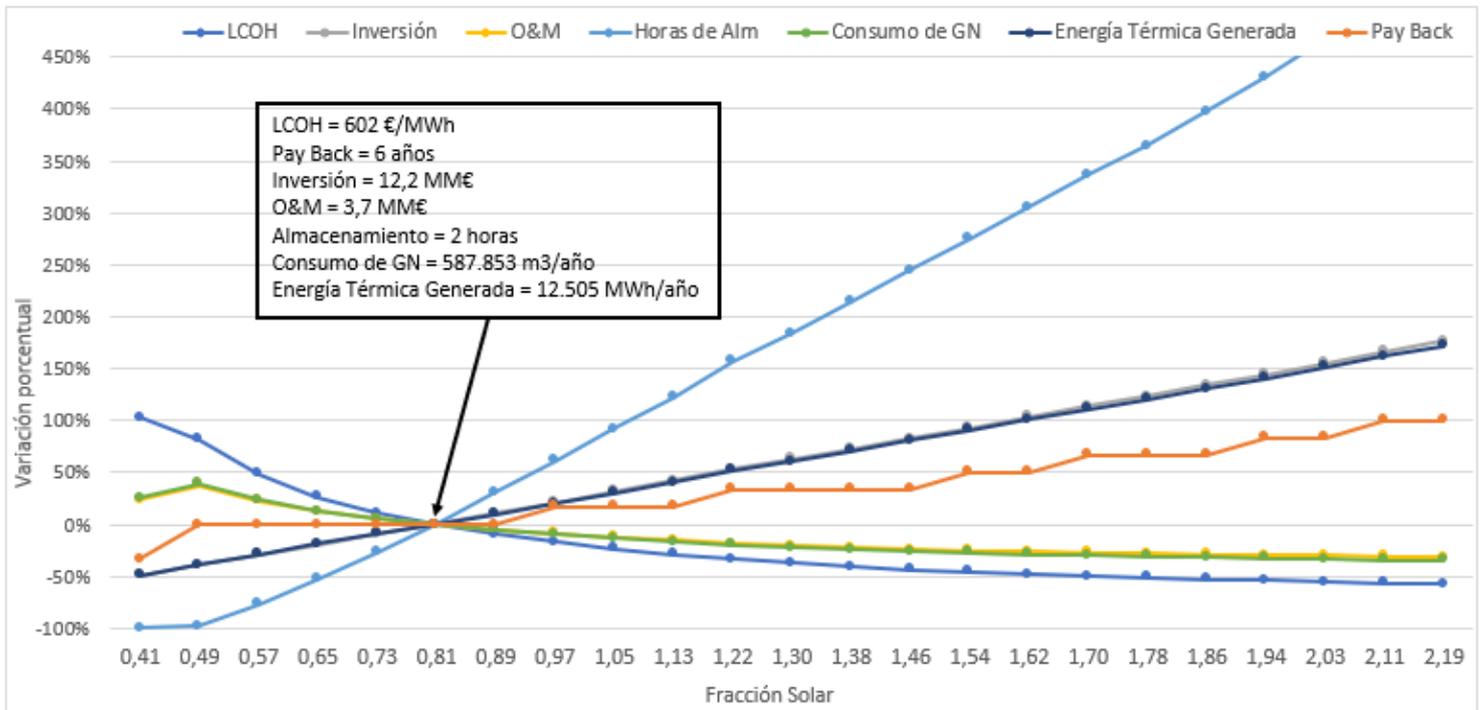
Dejado en claro que escenario conviene implementar para los parámetros expuestos, se encuentra interesante exponer dos últimos gráficos, los cuales muestran el comportamiento de las variables más relevantes del sistema al variar la fracción solar. El Gráfico N°21 muestra el caso del escenario convencional y el Gráfico N°22 el del escenario con cuantía mínima de gas natural.

Gráfico N°21: Variación de las variables principales al modificar la fracción solar en unas fracciones de 10%, desde -50% a 170% - Escenario "Convencional".



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico N°22: Variación de las variables principales al modificar la fracción solar en unas fracciones de 10%, desde -50% a 170% - Escenario "Convencional".



Fuente: Elaboración propia.

Tanto en el Gráfico N°21, como en el Gráfico N°22, se expone dentro del mismo una tabla con los valores que toman las variables en el punto de partida del análisis, para que se pueda calcular el valor de la variable para cualquiera fuese la fracción solar ubicada en el eje de abscisas, simplemente siguiendo la variación porcentual del eje de ordenadas. El principal punto sobre el cual se quiere hacer hincapié es en el retorno de la inversión, ya que para el escenario convencional es de 21 años y en el escenario con cantidad mínima de gas natural es de solo 6 años. Si se ve el Gráfico N°21 se observa una tendencia decreciente de dicha variable al incrementar la fracción solar, hasta mantenerse constante en 10 años para fracciones solares entre 1,57 y 2,46. Por otro lado, en el Gráfico N°22, se ve que la tendencia del retorno de la inversión para este escenario es opuesta, el mismo se incrementa paulatinamente para tomar un valor promedio de 10 años a partir de la fracción solar de 1,54.

Con este análisis lo que se quiere mostrar es, que se puede lograr una solución de compromiso entre consumo de gas natural y el ahorro aparejado a su tarifa, la generación de energía térmica, la reducción de la inversión y del periodo de repago para lo que más le convenga a la empresa, y no lo que resulto ser más conveniente para los parámetros de diseño introducidos. De esta forma, aunque en este caso de estudio haya sido mejor adaptarse a la tarifa del gas natural y optar por el escenario con cuantía mínima de gas natural, no significa que esto sea siempre así para cualquier sistema de generación de calor de proceso industrial a partir de sistemas solares con tecnología de captadores cilindroparabólicos, sino que lo que se recomienda es apalancarse en el análisis y los gráficos provistos por la herramienta para encontrar el óptimo de compromiso para el caso puntual de su industria, su demanda de calor y la capacidad y necesidad de fondos de la empresa.

5. Bibliografía

- [1]ⁱ Información obtenida mediante comunicación por teleconferencia con los tutores del TFM el día 31/05/2019.
- [2]ⁱⁱ Información obtenida mediante comunicación por teleconferencia con los tutores del TFM el día 31/05/2019.
- [3]ⁱⁱⁱ Información obtenida mediante comunicación por teleconferencia con los tutores del TFM el día 31/05/2019.
- [4]^{iv} Información obtenida mediante comunicación personal con los tutores del TFM, a partir de un mail del día 10/06/2019 de Juan Ignacio Burgaleta, actual director técnico de “Sener” y “Torresol Energy”.
- [5]^v Información obtenida mediante comunicación personal con los tutores del TFM el día 05/06/2019.
- [6]^{vi} Valor provisto por Gonzalo Hidalgo Luluaga, asesor inmobiliario de “Inmobiliaria Cristina Luluaga” ubicada en la provincia de San Juan en una llamada telefónica el día 04/06/2019.
- [7]^{vii} Valor obtenido de promediar el costo de alquiler de terreno para distintas zonas del Gran Buenos Aires, los datos fueron obtenidos de sitios web de inmobiliarias y buscadores inmobiliarios, como zonaprop.com.ar el día 05/06/2019.
- [8]^{viii} ENARGAS – Cuadro Tarifario -Período 01/06/2019, actualizado en Mayo del año 2019.
- [9]^{ix} Información provista por los tutores del TFM mediante comunicación telefónica el día 05/06/2019.
- [10]^x Información provista al diario argentino Infobae y citada en el artículo periodístico de Energía Estratégica – por Nanda Singh – 18/06/2019 - <http://www.energiaestrategica.com/el-gobierno-nacional-pondra-un-foco-especial-sobre-la-generacion-a-partir-de-geotermia-y-energia-solar-por-concentracion/>.
- [11]^{xi} Valor de 350 €/m² obtenido por comunicación personal con los tutores del TFM y el valor de 250 €/m² fue obtenido mediante comunicación personal con Martin Scheuerer, fundador y dueño de la empresa “Protarget AG” localizada en Colonia, Alemania el día 29/05/2019.
- [12]^{xii} “Informe Anual 2017”, CAMMESA.
- [13]^{xiii} “Primera Reunión Ingresos Renovables 2019”, CAMMESA.
- [14]^{xiv} “Base de Datos de RenovAr”, Visualización de datos mediante Tableau, Visualización realizada por el Centro de Información Energética y la Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos en conjunto con la Subsecretaría de Energías Renovables del Ministerio de Energía y Minería de La República Argentina, consultada el día 04/05/2019.
- [15]^{xv} Pedro Horta, “Solar Process Heat for Production and Advanced Applications”, Technical Report, Solar Heating & Cooling Programme, International Energy Agency.
- [16]^{xvi} “Informe Nacional de Monitoreo de la Eficiencia Energética de la República Argentina, 2014”, Secretaría de Energía Argentina en conjunto con la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

[17]^{xvii} “Lecciones de Ingeniería Económica y Finanzas” – Autor: Rifat Lelic – Editorial: Nueva Librería.

[18]^{xviii} “Guía Completa de la Energía Solar Térmica y Termoeléctrica” – Autor: José M. Fernandez Salgado – Editorial: AMV EDICIONES.

[19]^{xix} “Ingeniería de Centrales Termosolares CSP – Estado del arte en tecnología termosolar” Autor: Santiago Garcia Garrido – Editorial: Propia (Renovetec).

[20]^{xx} “Las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español 2016” - Red Eléctrica de España.

[21]^{xxi} “Las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español 2017” - Red Eléctrica de España.

[22]^{xxii} “Incidencia de los costos energéticos en el sector manufacturero argentino” – Instituto Argentino del Petróleo y el Gas.

[23]^{xxiii} Artículo sobre el calor y el frío de procesos - United States Environmental Protection Agency (EPA).

[24]^{xxiv} “Solar Process Heat for Production and Advanced Applications” – Año 2015 – Solar Heating & Cooling Programme – International Energy Agency (IEA).



Actualmente el planeta se ve afectado por las consecuencias del uso desmedido de recursos naturales que ha llevado a cabo el hombre a lo largo de los años. Es así como los distintos países del planeta se encuentran en un período de transición energética de una matriz de generación eléctrica carbonizada a una sustentable y diversificada en recursos renovables.

El objetivo del presente estudio consiste en determinar la factibilidad de un sistema solar mediante la tecnología de captadores cilindroparábolicos (CCP) para la generación eléctrica y de calor de proceso industrial. Para lograrlo, se elaboró una herramienta de diseño de sistemas termosolares con dicha tecnología.

En el presente trabajo se expone la metodología de cálculos y del análisis técnico-económico realizados por la herramienta, para finalmente presentar los resultados de dos casos de estudio, uno de generación eléctrica y otro de calor de proceso, ubicados en la Argentina, en la provincia de San Juan y la zona industrial de Buenos Aires respectivamente.

Finalmente se proporcionan rangos de valores de las variables críticas del sistema solar y la interrelación entre ellas. Además, se ofrece una guía a tener en cuenta al implementar un sistema termosolar de CCP.

Nowadays the planet is facing the consequences of the immoderate use of natural resources that has been conducted by men over the years. Thus, the world is now in the age of the energy transition from a carbonized to a sustainable energy matrix, diversified by renewable resources.

The aim of this document is to assess the feasibility of a concentrating solar power (CSP) system with parabolic trough collectors (PTC) for electricity and industrial process heat generation. In order to achieve this purpose, a tool for designing PTC solar systems has been developed.

The master thesis shows the calculation methodology and the explanation of the technical-economic analysis performed by the tool to finally exhibit the result of two CSP systems placed in Argentina, the first of electricity generation located in the province of San Juan and the second of industrial process heat generation set in the industrial zone of Buenos Aires.

Finally, the tool provide a range of values for critical variables belonging to the CSP system and the relationship among them. In addition, guidance is offered to be considered when implement a PTC system.