

# Planta termosolar para la producción de vapor flash de baja presión en una industria química

## Thermosolar plant for the production of low-pressure flash steam in a chemical factory

Omar Humberto Cruz Silva<sup>\*a</sup>, Agustín Escamilla-Martínez<sup>b</sup>

Centro de Tecnología Avanzada CIATEQ A.C. Dirección de Sistemas Mecánicos, Zapopan, Jalisco

<sup>a</sup>ORC ID: 0000-0002-3017-9676, CVU CONACYT ID: 131335

<sup>\*</sup>omar.cruz@ciateq.mx

<sup>b</sup>ORC ID: 0000-0002-1861-5324

### Resumen

Se modela una planta termosolar que integra un campo de colectores de canal parabólico para la producción de vapor saturado, con la finalidad de satisfacer los requerimientos energéticos para un proceso específico de una industria química en México. Para tal propósito, se utiliza la plataforma TRNSYS para la simulación transitoria del modelo propuesto y un software de datos climáticos para la generación de un año típico meteorológico del sitio de la planta. Los resultados aseguran la total cobertura de la energía demandada por la industria durante la estación de la primavera, y en menor proporción para el resto del año con aportes mayores al 40%, alcanzando un promedio diario de 7.19 toneladas de vapor con una fracción solar global del 74%, para un campo solar de 160 colectores.

### Abstract

A solar thermal plant integrating a parabolic trough collector field for the production of saturated steam is modeled to meet the energy requirements for a specific process of a chemical industry in Mexico. For this purpose, the TRNSYS platform is used for the transient simulation of the proposed model and a climate data software for the generation of a typical meteorological year of the plant site. The results ensure the total coverage of the energy demanded by the industry during the spring season, and in a smaller proportion for the rest of the year with contributions greater than 40%, reaching a daily average of 7.19 tons of steam with an overall solar fraction of 74%, for a solar field of 160 collectors.

### Palabras clave:

Tecnología termosolar, Vapor solar, Calor solar para procesos industriales

### Keywords:

Thermosolar technology, Solar steam, Solar heat for industrial processes (SHIP)

### Introducción

La energía solar es la fuente de energía más abundante sobre la tierra, con un recurso de 885 millones de TWh al año que representa alrededor de 6200 veces la energía primaria comercial demandada en 2008 [1]. En 2016, la participación de la tecnología termosolar a nivel internacional contribuyó con un ahorro de 40.3 millones de toneladas de petróleo y 130 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. Esto muestra una aportación importante para los objetivos climáticos mundiales [2].

Los colectores cilindro parabólicos (CCPs) se emplean con frecuencia para la generación de vapor solar porque se pueden obtener temperaturas relativamente altas sin una reducción apreciable de la eficiencia del colector. El vapor producido en estas condiciones se puede utilizar en aplicaciones industriales como destilación, pasteurización, teñido de fibras textiles, entre otros usos. Se han empleado tres métodos para generar vapor utilizando CCPs [3]: (a) el concepto de caldera sin fuego (*unfired boiler*), en el que un fluido de transferencia de calor, generalmente un aceite térmico, cir-

cula a través de colectores y se genera vapor empleando un intercambiador de calor aceite-agua; (b) el concepto directo o *in situ*, en el que un flujo bifásico (vapor húmedo) es producido directamente en el receptor del colector; y (c) el concepto de vapor *flash*, en el que el agua presurizada se calienta en el colector y por efecto de una expansión súbita, una fracción del fluido se convierte en vapor dentro de un recipiente separador.

Los tres métodos de generación de vapor presentan aspectos favorables, pero también desventajas. En la caldera sin fuego, los fluidos de transferencia de calor no producen corrosión y las presiones de operación de los sistemas son relativamente bajas; estos aspectos permiten instalaciones menos robustas y un control de calentamiento relativamente sencillo. En contraparte, los fluidos utilizados por estos sistemas son inflamables, costosos y presentan un problema potencial de contaminación, además de resultar inadecuados para aplicaciones en la industria alimentaria [4]. Por lo que

respecta a las propiedades físicas de estos fluidos, resultan más viscosos, menos densos y con tasas de transferencia de calor mucho más pobres que la del agua. Estas características hacen que se requieran mayores caudales, mayores temperaturas diferenciales en los colectores y, por lo tanto, mayor potencia de bombeo para obtener la cantidad equivalente de energía térmica transportada en comparación con un sistema que utiliza agua [3].

Por su parte, cuando se produce la ebullición *in situ*, con la caída de presión del sistema por el cambio de fase, se reduce el consumo de energía eléctrica por la bomba; además, el proceso de transferencia de calor latente minimiza el aumento de temperatura en el colector solar, reduciendo las pérdidas térmicas. Algunas de las desventajas de la ebullición *in situ* son la posibilidad de problemas de estabilidad que puede resultar en la pérdida de flujo conduciendo a la sequedad del tubo receptor y el consecuente daño al revestimiento selectivo [5]. La reducción de flujo también puede generar gradientes de temperatura en el tubo absorbedor que pueden originar la ruptura de la cobertura de vidrio por el estrés inducido. Un gran desafío en los sistemas de generación directa es la implementación de sistema de control eficientes para la reducción de estas inestabilidades. Los sistemas de generación directa han sido los de mayor estudio y referencias dentro de la literatura [6, 7, 8]

Con respecto a los sistemas de vapor flash, entre los aspectos desfavorables se encuentra el empleo de calor sensible para la producción de agua sobrecalentada, lo que implica un diferencial de temperatura elevado en los colectores y presiones de operación relativamente altas, demandando un diseño robusto de la instalación hidráulica y tubo receptor. Por el contrario, entre los aspectos destacables para estos sistemas flash se encuentran los siguientes:

- El fluido de trabajo, agua, presenta mejores propiedades de transferencia de calor en comparación con otros fluidos como el aceite térmico; además, los sistemas flash no presentan problemas de estabilidad del flujo en comparación con los sistemas de generación directa [9].
- Los costos de capital asociados con los sistemas de generación directa y vapor flash son aproximadamente equiparables [10].
- Los sistemas flash con almacenamiento térmico permiten producción estable y continua de vapor cuando se considera la hibridación con otras fuentes de calor; esto debido a la gran inercia térmica de los tanques de almacenamiento.

En México no existen reportes de proyectos de plantas de generación de vapor flash, y en general, los trabajos sobre estos sistemas son escasos en la literatura, aquí revisamos algunos de ellos. Thomas A. reporta el diseño, operación y desempeño de una instalación que provee vapor solar mediante CCPs con una eficiencia del sistema del 33.5% con área del campo de

colectores de 192m<sup>2</sup> y produciendo vapor 100 kg/h a 150°C [11, 12]. Por su parte, Mohamed. A. M. I. *et al.* presentan estudio teórico para la simulación de planta de generación de vapor basado en CCPs, reportando una eficiencia térmica de 44-47% y una producción de 1.17 Tons/h con 144 colectores [13]. Y más recientemente, el proyecto de una planta solar piloto *El Nasr* que consiste en la construcción de un campo cilindroparabólico de 1900 m<sup>2</sup> para producir vapor de proceso saturado a 7.5 barg y 175°C para abastecer a una industria farmacéutica en El Cairo, Egipto [14].

En este trabajo se simula una planta solar constituida por un campo de colectores de canal parabólico y tanques de almacenamiento, para la producción de vapor flash empleando el software TRNSYS, con el propósito de validar la producción de vapor que requiere un proceso térmico específico de una industria química ubicada en Hermosillo, Sonora. Complementariamente, se realiza un análisis de los parámetros de producción de vapor con la finalidad de determinar las condiciones en las que los requerimientos energéticos de la industria son satisfechos. La estructura de este artículo se describe a continuación. La sección de inicio, *metodología*, se puntualizan los procedimientos desarrollados en el presente estudio; se continúa con la *descripción del proceso de producción de vapor y de la planta termosolar*, donde se revisa los requerimientos energéticos de la empresa, el proceso de generación de vapor solar y el *layout* de planta; la sección *modelo de simulación*, revisa la implementación del modelo en TRNSYS y la definición de los parámetros energéticos y de la simulación. Posteriormente, la sección de *Resultados, análisis y discusión*, expone los principales hallazgos y argumentos del estudio y, finalmente, se desarrolla la sección de conclusiones, que revisa el aprendizaje adquirido del estudio realizado.

## Metodología

El desarrollo del presente estudio contempla los siguientes procedimientos realizados de manera secuencial:

- Revisión del proceso y de los requerimientos energéticos de HK.
- Implementación del modelo de la planta en TRNSYS 18.
- Generación de año meteorológico típico para la ciudad de Hermosillo, Sonora.
- Simulación del modelo.
- Análisis y ajustes del modelo.
- Análisis energético de los procesos de la planta.

### a. Descripción del proceso de producción de vapor y de la planta termosolar

HK es una empresa dedicada a la producción y comercialización de productos químicos para la industria farmacéutica

y para otros sectores industriales. Entre los requerimientos energéticos de la empresa HK, ubicada en Hermosillo, Sonora, se encuentra el proceso de calentamiento de una emulsión a base de nitrato de amonio mediante vapor de agua saturado. En la actualidad, esta demanda es satisfecha mediante vapor motriz de caldera.

Para cubrir parcialmente sus requerimientos energéticos con uso de energía solar, la empresa demanda 7.37 toneladas de vapor saturado al día, a temperatura de 159.9 °C a presión de saturación. Para tal fin, se ha propuesto una instalación que integra un campo solar de colectores solares y una instalación para la generación de vapor *flash*. Los parámetros de generación de vapor son mostrados en la Tabla 1

Tabla 1 Parámetros del proceso de generación de vapor

Fluidos	Valores
Agua sobrecalentada	185.3°C@10.5 kg/cm <sup>2</sup> G
Vapor saturado	159.9°C@6.3kg/cm <sup>2</sup> abs
Proceso	
Caudal a campo de colectores	13.627 m <sup>3</sup> /h
Caudal a tanque flash	20 850 kg/h
Producción de vapor solar	1010 kg/h (7.37 ton/día)

El diseño de la planta generadora de vapor fue propuesto por la empresa HK con base en las especificaciones de los equipos de captación solar, el recurso solar del sitio y los requerimientos energéticos de la empresa. Diversos métodos encontrados en la literatura pueden apoyar la validación del dimensionamiento de los elementos de la planta termosolar referidos a continuación [15, 16].

La planta termosolar integra un circuito hidráulico de calentamiento que une un campo de 130 colectores de canal parabólico con dos termotanques de 12 000 L cada uno. Acoplado a los tanques de almacenamiento está un circuito de generación de vapor, que integra un tanque flash y un tanque de condensados. El *layout* de la planta es mostrado en la Figura 1.

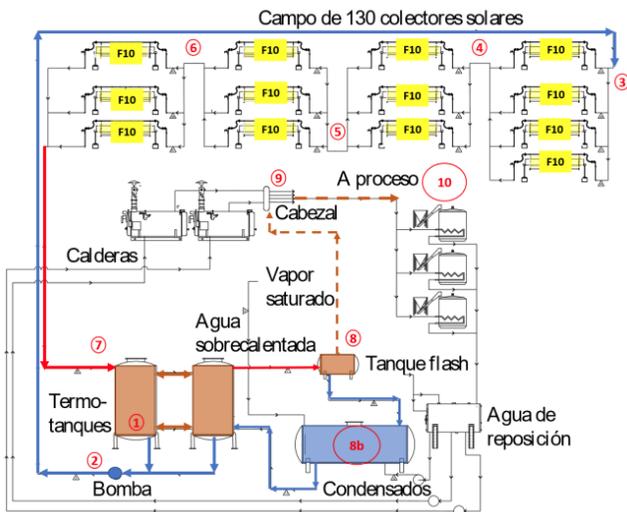


Figura 1 Diagrama de la planta y del proceso de generación de vapor solar.

El proceso de calentamiento del agua y de generación de vapor es mostrado en la Figura 1, donde cada etapa del proceso es indicada por un número consecutivo encerrado en círculo color rojo. En el proceso de calentamiento, el agua se toma del fondo de ambos tanques (1) y es llevada al campo solar a través de una tubería de 3" (DN 80 mm) a 13.627 m<sup>3</sup>/h. Una bomba de recirculación (2) ubicada a la salida de los termotanques se encenderá cuando la diferencia de temperaturas, medida entre el final del campo solar y la tubería de salida de los termotanques, sea superior a 3°C y cuando, además, la radiación solar registrada por el piranómetro del campo solar esté por encima de 500W/m<sup>2</sup>, esto con la finalidad de evitar pérdidas térmicas durante nublados [17]. Así, el agua atravesará el campo solar, primero por un arreglo de cuatro filas (F<sub>10</sub>) con 10 colectores cada una (3), y posteriormente, tres arreglos en serie (4-6) de tres filas (F<sub>10</sub>) cada arreglo, para calentarse y almacenarse en los termotanques (7). Los colectores están dispuestos con orientación norte-sur y seguimiento solar en un eje de este-oeste.

El proceso es repetido continuamente en el circuito cerrado hasta que el agua llega a un estado de sobrecalentamiento a una temperatura aproximada de 185.3 °C y una presión de saturación de 10.5 kg/cm<sup>2</sup>, medida en la parte superior de dos termotanques, donde se ubica un puerto de salida que conecta con un tanque flash. El agua en estas condiciones es descargada por lotes a 20 850 kg/h hacia el interior del tanque flash (8) donde ocurre una separación de vapor del condensado caliente provocada por una caída drástica de la presión, de 10.5 kg/cm<sup>2</sup>G a 6.3 kg/cm<sup>2</sup> abs, en la que se generarían 1010 kg/h de vapor que se dirigen a un cabezal de vapor (9) y, posteriormente, al proceso de la aplicación requerida (10). Por su parte, el agua recuperada del tanque flash, a 159.9°C, es llevada al tanque de condensados (8b) para posteriormente reingresarla a los termotanques para su eventual recalentamiento en el campo solar.

Las características de los colectores solares utilizados en el modelo de simulación corresponden a CCPs de una instalación termosolar ubicada en CIATEQ A.C. Jalisco (ver Figura 2), cuya evaluación térmica con referencia al estándar ANSIASHRAE 93 [18], ha sido reportada en un trabajo previo [17]. Los parámetros geométricos, ópticos y térmicos del CCP están resumidos en la Tabla 2

Tabla 2 Parámetros del CCP

Parámetro	Valor
Área efectiva de captación	10 m <sup>2</sup>
Concentración (C)	19.89 (-)
Diámetro de tubo absorbedor	40 mm
Cobertura de receptor	Borosilicato
Emisividad del reflector (a 200°C)	0.1 (-)
Reflectancia de la superficie parabólica	0.9 (-)
Intercepto en ecuación de eficiencia (a0)	0.6362 (-)
Pendiente en ecuación de eficiencia (a1)	98.4394 (kJ/h.m <sup>2</sup> .K)

La curva de eficiencia térmica de los CCPs es descrita por la Ecuación 1

$$\eta = a0 - a1 \left( \frac{T_i - T_{amb}}{C G_B} \right) \quad (1)$$

donde  $T_i$  es la temperatura del agua a la entrada del colector,  $T_{amb}$  la temperatura ambiente y  $G_B$  la irradiancia solar directa durante la evaluación. La curva de eficiencia de los CCPs es mostrada en la figura 3.



Figura 2 CCPs ubicados en CIATEQ Jalisco (20.719°, -103.426°), empleados en el modelo de simulación en las etapas 3-6 referidas en la Fig. 1

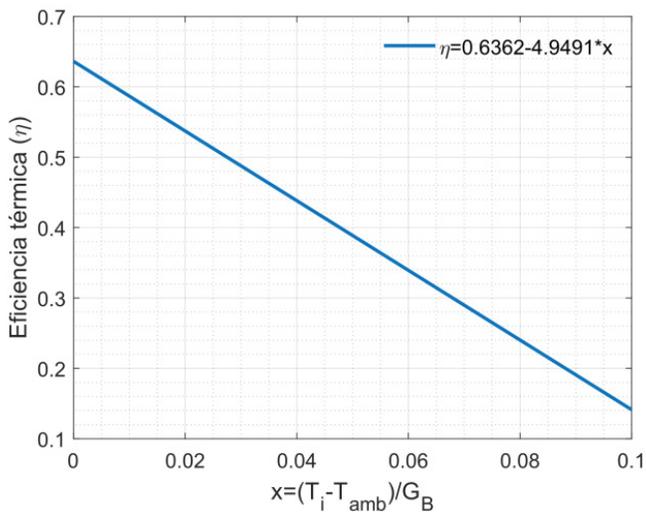


Figura 3 Curva de eficiencia térmica instantánea de los CCPs

**b. Modelo de simulación**

El desarrollo del modelo de la planta termosolar es realizado en el entorno del software TRNSYS 18. El modelo considera los siguientes elementos de una instalación termosolar: un campo de CCPs, tanques de almacenamiento, red hidráulica, control de paro y arranque de la bomba de recirculación,

control de descarga del agua sobrecalentada, tanque de generación de vapor flash y datos del clima de la locación de la instalación de la planta. En el modelo se considera la red hidráulica y tanques aislados térmicamente para la reducción de pérdidas al entorno.

TRNSYS es un entorno de software flexible basado en gráficos que se utiliza para simular el comportamiento de sistemas térmicos transitorios [19]. El software posee una estructura modular, de manera que cada uno de los elementos de la instalación termosolar puede ser modelado por subrutinas de nombradas *Types*. De esta forma, ensambles de *Types* configurados apropiadamente simulan el comportamiento de los circuitos de calentamiento y de generación de vapor de la planta estudiada. La identificación de cada uno de los *Types* empleados en el modelo de la planta son mostrados por la Tabla 3.

Tabla 3 Subrutinas (Types) de TRNSYS empleadas en el modelo

Elemento	Subrutina
Colectores de canal parabólico	Type 536. "Array_#"
Tanque de almacenamiento	Type 158. "Tank_#"
Tanque flash	Type 611. "Flash_tank"
Procesador de datos climáticos	Type 15. "Type15-TMY3"
Controlador de bombas	Type 18. "Temp_Ctrl" & "ctrl_discharg_Tank"
Propiedades termofísicas	Type 58. "Therm_prop"
Bomba de recirculación	Type 114. "Pump_solar_field" & "Forced_discharg"
Graficador	Type 65c. "Plotter"
Integrador	Type 46a. "Integrator"
Convertidor de unidades	Type 57. "Unit Conv"
Conexión T	Type 11h. "Tee"
Divisor de flujo	Type 11f. "Diverter"
Tuberías	Type 31. "p_#"

La configuración de la planta termosolar en la interfaz de TRNSYS es mostrada en la Figura 4.

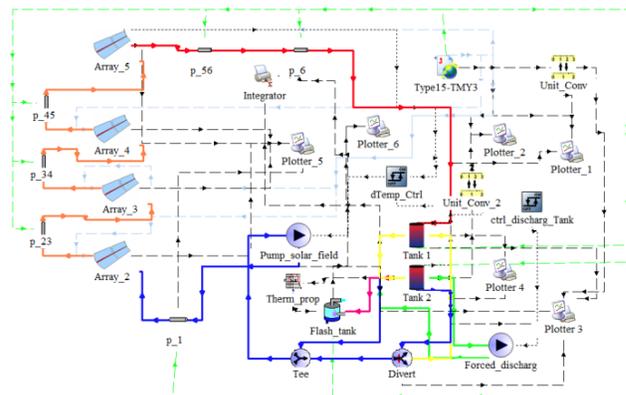


Figura 4 Modelo de planta termosolar en TRNSYS 18

En la Figura 4, las líneas continuas corresponden a la red hidráulica y las conexiones físicas entre elementos de la planta, mientras que las líneas punteadas y segmentadas constituyen conexiones para la comunicación entre *Types* del modelo. Por ejemplo, los tramos de tubería del circuito de calentamiento están indicados con color azul para las partes más fría, y de color rojo para las partes con mayor temperatura; mientras que las líneas segmentadas de color verde y azul claro conectan al procesador del clima con diferentes elementos de la planta.

Por otra parte, los parámetros del análisis energético de los procesos de la planta mostrada en la Figura 1 son:

- El calor útil del campo solar ( $Q_u$ ) que representa la energía solar captada por los colectores del campo solar, menos la energía disipada al entorno, es decir, la energía ganada en los procesos 3-6.
- Las pérdidas térmicas en la red hidráulica ( $Q_{lossP}$ ), esto es, la energía térmica disipada al ambiente por la tubería de agua fría que une los procesos (2-3) y la energía disipada por la tubería de agua caliente entre los procesos (6-7).
- Las pérdidas térmicas en termotanques ( $Q_{lossT}$ ), es decir, el calor disipado al ambiente en el proceso (7).
- La energía térmica neta generada ( $Q_{del}$ ) resultante del balance energético de los parámetros previamente referidos.

Estos parámetros energéticos se relacionan mediante la Ecuación (2)

$$Q_{del} = Q_u - Q_{lossP} - Q_{lossT} \quad (2)$$

El aporte de energía solar térmica esperado por la empresa para su proceso ( $Q_{reqHK}$ ) es calculado mediante la Ecuación (3)

$$Q_{reqHK} = M_{water} C_v (T_f - T_i) \quad (3)$$

donde  $M_{water}$  es la masa de agua que se debe calentar desde la temperatura  $T_i=159.98^\circ\text{C}$ , que es la temperatura de recuperación de condensado del tanque flash, hasta  $T_f=185.3^\circ\text{C}$  que es la temperatura del agua sobrecalentada a vaporizar, y  $C_v$  es el calor específico a volumen constante calculado a temperatura promedio del proceso. Por último, la Ecuación (4) define la fracción solar ( $f$ ) que es un parámetro que denota el aporte solar respecto a los requerimientos energéticos de la empresa, es decir, el porcentaje de la cobertura de la demanda de calor mediante energía solar,

$$f_{solar} = \frac{Q_{del}}{Q_{reqHK}} \quad (4)$$

Finalmente, la simulación del modelo se realiza para todo un año, iniciando el 1 enero y terminando el 31 de diciembre, con tiempo de inicio 0.0 (*simulation time start*) y tiempo de término (*simulation stop time*) de 8736.0, correspondiente al número de horas durante un año; mientras que un valor típico para el paso del tiempo de la simulación (*simulation time step*) se ha determinado en 0.125 horas. Los parámetros de relevantes en las simulaciones son resumidos por conceptos en la Tabla 1.

Tabla 4 Parámetros de simulación

Parámetro	Concepto
Irradiancia solar directa (DNI)	Clima
Temperatura de bulbo seco ( $T_{amb}$ )	
Ángulos solares	
Número de colectores	Colectores solares
Configuración de los colectores (arreglos)	
Propiedades ópticas de los CCPs	
Parámetros de la curva de eficiencia de los CCPs	
Calor útil ( $Q_u$ )	Fluido
Propiedades termofísicas de agua sobrecalentada y vapor saturado	
Caudales de agua y vapor	
Capacidad (volúmenes)	Tuberías y tanques
Calor disipado ( $Q_{loss}$ )	
Diferencial de temperatura	Control
Tiempo de inicio	Simulación
Tiempo de término	
Paso del tiempo	

### c. Año Típico Meteorológico

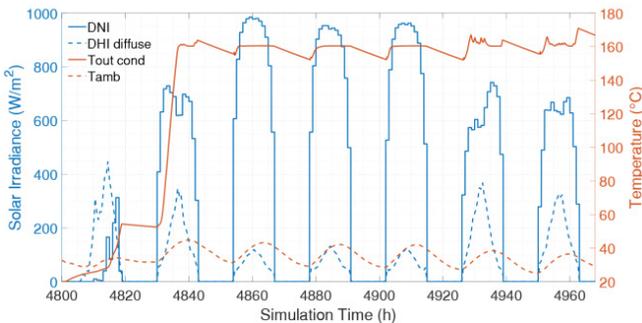
Los parámetros climáticos son modelados a través de un año típico meteorológico (TMY) (por sus siglas en inglés, *Typical Meteorological Year*) que constituye un conjunto de datos meteorológicos representativos de una localidad que son consistentes con los promedios a largo plazo, los cuales están estructurados en valores horarios por un periodo de un año. El TMY para este estudio es obtenido por el software *Meteonorm 8* [20].

### d. Resultados, análisis y discusión

En correspondencia con el proceso de generación de vapor y del modelo de simulación descritos en las secciones previas, se obtuvieron resultados iniciales de producción energética durante 7 días del mes de julio, cuando la insolación es moderada.

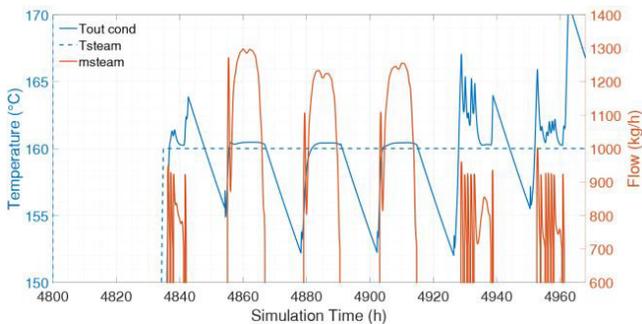
En la Figura 5 se muestra el comportamiento típico de las variables climáticas y de la curva de calentamiento en tanques de almacenamiento. La temperatura ambiental  $T_{amb}$  (línea en color naranja) exhibe un comportamiento periódico típico oscilando entre los 20 y 40°C, con máximos en las puestas

de Sol y mínimos durante el amanecer, determinados por el comportamiento de la irradiancia solar directa (DNI, por sus siglas en inglés) que se muestra en color azul. La temperatura en la parte superior de los tanques Tout cond, descrita por la curva de calentamiento en color naranja, muestra un incremento inicial de temperatura de 20 a 50° C en el primer día de simulación, el cual se observa con alta nubosidad (DNI < 300 W/m<sup>2</sup>). Para el segundo día, la temperatura del agua alcanza el estado de sobrecalentamiento y la producción de vapor inicia en el máximo de temperatura. Posterior a esta condición, la curva de calentamiento tiene tramos suavizados durante los días de mayor irradiancia solar y un comportamiento de tipo dientes de sierra en el rango 175-180°C para los días parcialmente nublados, correspondiente a los procesos alternados de descarga y recarga en el termotanque. Los descensos de temperatura en termotanques durante la noche también son observados, los cuales corresponden a los declives de la curva de calentamiento.



**Figura 5** Curva de calentamiento y variables climáticas para un campo solar con 130 colectores con caudal de 13.627 m<sup>3</sup>/h, del 20 al 27 de julio.

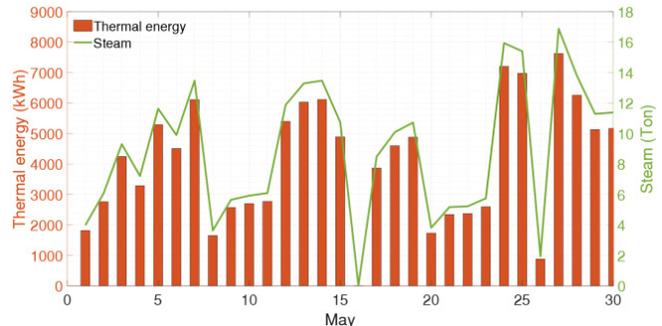
Por otro lado, la Figura 6 muestra la producción de vapor (línea color naranja) para el mismo periodo de 7 días teniendo el mismo patrón de comportamiento que la curva de calentamiento (línea color azul), mostrando valores de generación de vapor variables en torno a 1000 kg/h. Este nivel de producción de vapor en jornadas de moderada y alta insolación, sugiere que los requerimientos de la empresa HK (1010 kg/h de vapor) no estarían plenamente satisfechos con un campo solar de 130 colectores.



**Figura 6** Producción de vapor a temperatura de 159.9°C (línea segmentada color azul) para un campo solar con 130 colectores con caudal de 13.627 m<sup>3</sup>/h, del 20 al 27 de julio.

## e. Ajuste del modelo

Con la finalidad de asegurar los requerimientos energéticos de la empresa, en el análisis subsecuente un campo solar con 160 colectores, en configuración de cuatro arreglos de 4 filas con 10 colectores, será considerado. Con esta ampliación de campo solar, la Figura 7 muestra los resultados de producción energética para el mes de mayo, el mes de mayor insolación en la locación, donde se aprecia una generación variable de vapor con máximos cercanos a las 16 Ton/día, duplicando los requerimientos de la empresa (7.37 Ton/día), pero también con una jornada de producción nula correspondiente al 16 de mayo.



**Figura 7** Producción de energía térmica y de vapor en el mes de mayo para un campo solar con 160 colectores.

Para propósitos comparativos, la producción energética anual fue simulada para campos solares con un variado número de colectores. Los resultados de la producción de vapor para campos con 130 y 160 colectores son mostrados por la Figura 8. Se hace notar que el requerimiento energético de HK es cubierto entre los meses de marzo a junio para ambos casos; sin embargo, considerando la producción anual, solo el campo solar con 160 colectores aproxima la demanda promedio diaria con un valor de 7.19 Ton/día (ver Tabla 5).

## f. Análisis energético

Por último, se realiza un análisis energético mediante un estimado anual de los parámetros de energía que describen el desempeño de la planta termosolar considerando un campo solar de 160 colectores. Del balance de energía de la Ecuación (2) y del calor útil de los colectores solares ( $Q_u$ ) en conjunto con las pérdidas térmicas en tuberías ( $Q_{lossP}$ ) y en tanques ( $Q_{lossT}$ ), se obtiene la energía térmica neta generada ( $Q_{del}$ ), mostrada en color amarillo. Por otra parte, de la Ecuación (3) y considerando un caudal óptimo de 22.077 m<sup>3</sup>/h, puede estimarse directamente el aporte energético esperado ( $Q_{reqHK}$ ), mostrado en color verde de la Figura 9, el cual muestra pequeñas variaciones debido a la diferencia de días entre los meses del año. Por otro lado, de las cantidades obtenidas y de la ecuación (4), se estima la fracción solar, mostrada por la línea segmentada color naranja, la cual muestra que requerimientos de HK estarían cubiertos, e inclusive rebasados, entre los meses de marzo a junio, con un aporte solar >60% hasta finales del mes de octubre, y

con la menor contribución para el mes de diciembre con un valor de 40%. La fracción solar promedio anual resulta del 74%. Adicionalmente, se muestran la energía requerida para la operación de las bombas de recirculación y de reposición ( $E_{pumps}$ ), calculadas de 5 HP y 15 HP, respectivamente, con una pequeña contribución promedio de 3.48 MWh.

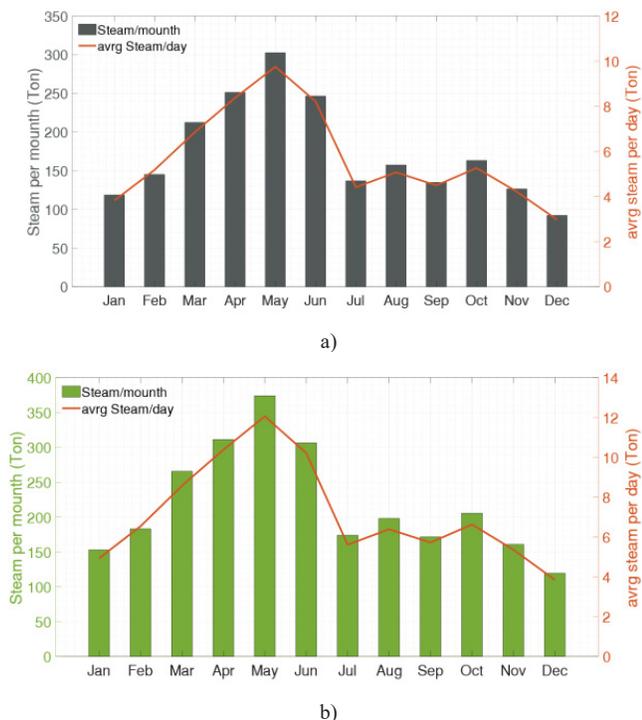


Figura 8 Producción anual de vapor para un campo solar con a) 130 y b) 160 colectores

Tabla 5 Producción de vapor para cuatro tamaños de campos solares.

Número de colectores	Producción promedio diario (Ton/día)	Producción Global (Ton/año)
130	5.72	2086.23
140	6.21	2266.52
150	6.70	2445.90
160	7.19	2622.66

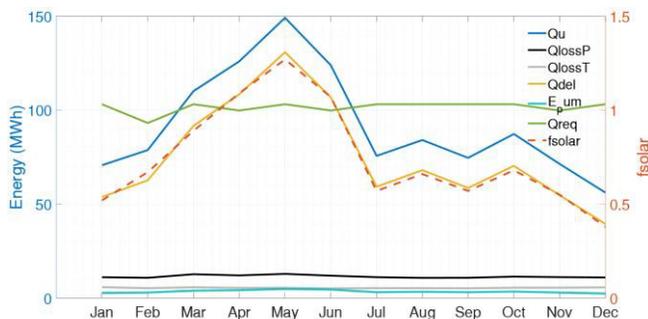


Figura 9 Balance energético anual para la planta solar con 160 colectores

De acuerdo con el requerimiento energético mensual de 103.14 MWh mostrado en la Figura 9, este valor se cubriría alternativamente con la energía producida por una caldera de gas natural de por lo menos 70.6 BHP operando con una

eficiencia del 80%, sin ningún aporte por el campo de colectores solares.

Se concluye esta sección con una estimación del costo y del retorno de la inversión (ROI, por sus siglas en inglés) del proyecto. De acuerdo con datos reportados en México en 2018, para el tipo de instalaciones termosolares, el costo promedio de proyectos termosolares llave en mano empleando tecnología CCPs era de 765 €/kWt con un ROI entre 2 y 6 años, lo que supondría una inversión de 424 200 € para una planta de generación de vapor con 160 colectores solares de acuerdo con estos datos [21].

Conclusiones

El modelo inicial con 130 colectores solares mostró niveles de generación de vapor por debajo de la demanda (1010 kg/h) durante un periodo de alta irradiancia solar, lo que sugirió un incremento en la capacidad de la instalación del modelo.

En cambio, el modelo ajustado, asegura con suficiencia la generación de vapor demandada por la empresa HK entre los meses de marzo a junio, y en menor medida (>40%) para el resto del año, alcanzando un promedio diario de 7.19 toneladas de vapor, con fracción solar global del 74%, para un campo solar de 160 colectores.

Aunque los dos casos de estudios muestran periodos de producción energética suficiente para la demanda, solo el caso con mayor número de colectores aporta valores promedios globales que exige la empresa HK.

En general, el estudio muestra la naturaleza del recurso solar: una fuente de energía no gestionable que puede satisfacer, en promedio, demandas energéticas a mediano y largo plazo, Sin embargo, para el despacho inmediato de energía, se evidencia que la tecnología de concentradores de canal parabólico para la generación de vapor flash requiere de esquemas de hibridación con otras fuentes de energía, guiadas por estrictas secuencias de control, para el suministro estable y continuo de calor a los procesos de una industria.

Referencias

- [1] IEA, "Solar Energy Perspectives," OECD Publishing., París, 2011.
- [2] I. SENER, "Reporte de inteligencia tecnológica. Energía termosolar," Instituto Mexicano del Petroleo IMP, Ciudad de México, 2018.
- [3] S. A. Kalogirou, Solar energy engineering: processes and systems, Academic Press, 2013.
- [4] L. M. & M. E. K. Murphy, "Steam generation in line-focus solar collectors: a comparative assessment of thermal performance, operating stability, and cost issues," Solar Energy Research Inst., Golden, CO (USA), 1982.

- [5] R. J. & M. E. K. Pederson, "Flow instability during direct steam generation in a line-focus solar-collector system," Golden, CO (USA), 1982.
- [6] M. P. C. R. A. & L. J. Alguacil, "Direct steam generation in parabolic trough collectors.," vol. 49, pp. 21-29, 2014.
- [7] M. Z. E. E. M. R. J. & V. L. Eck, "Applied research concerning the direct steam generation in parabolic troughs," vol. 74, no. 4, pp. 341-351, 2003.
- [8] T. F. J. F. H. K. & P.-P. R. Hirsch, "Advancements in the field of direct steam generation in linear solar concentrators—a review," Heat Transfer Engineering, vol. 35, no. 3, pp. 258-271., 2014.
- [9] S. A. Kalogirou, "Design of a solar low temperature steam generation system," 1996.
- [10] P. & K. M. Hurtado, "Experimental study of direct in-situ generation of steam in a line focus solar collector.," Research Engineering Associates, Palo Alto, CA (USA), 1984.
- [11] A. R. M. R. N. J. G. H. M. & B. R. B. Thomas, "Solar Steam Generating System for Agro Based Industries. In Energy for Rural and Island Communities," Pergamon, pp. 281-286, 1986.
- [12] A. Thomas, "Operation and performance of the solar steam generation system installed at the government silk factory, Mysore," Energy conversion and management, vol. 33, no. 3, pp. 191-196, 1992.
- [13] A. M. I. & E.-M. N. Mohamed, "Design criterion and performance simulation of solar steam generation plant for industrial use in Al-Qassim region," In Saudi Engineering Conference, 2007.
- [14] A. M. A. & K. K. Mohamed, "Productivity Assessment of El-Nasr Pilot Solar Steam Generation Plant During Commissioning Phase," ENVIRONMENTAL ENGINEERING, 2007.
- [15] N. S. T. N. C. R. B. S. & R. M. A. Suresh, "Methodology for sizing the solar field for parabolic trough technology with thermal storage and hybridization," Solar Energy, vol. 110, pp. 247-259, 2014.
- [16] W. A. H. J. A. & P. I. Vallejo Lozada, "Desarrollo De Una Metodología General Para El Diseño Del Campo De Colectores Cilindro-Parabólicos En Una Central Eléctrica Termo Solar," Revista Colombiana de Física, vol. 43, no. 3, pp. 798-802, 2011.
- [17] C.-A. R. S.-R. S. Cruz-Silva O. H., "Evaluación de concentradores solares de una instalación termosolar en condiciones de operación," in Congreso Internacional de Desarrollo Sustentable y Energías Renovables 2021, 2021.
- [18] ANSI/ASHRAE-93, "Methods of testing to determine the thermal performance of solar collectors.," 1986.
- [19] TRNSYS, "Transient System Simulation Tool," 2018. [Online]. Available: <http://www.trnsys.com/>.
- [20] METEONORM, "Meteonorm Software. Worldwide irradiation data," 2021. [Online]. Available: <https://meteonorm.com/en/>.
- [21] H. Ortega, "Energía solar térmica para procesos industriales en México: Estudio base de mercado," in CONUEE Y ANES, Ciudad de México, 2018.