



Herramienta para el Dimensionamiento de Sistemas Solares para Generación de Calor en Procesos Industriales

Eduardo Venegas-Reyes¹, Oscar A. Jaramillo-Salgado², Norma A. Rodríguez-Muñoz¹, Fernando Sosa-Montemayor¹, Ignacio R. Martín-Domínguez³.

¹Investigador cátedras CONACYT asignado a, Centro de Investigación en Materiales Avanzados, Unidad Durango, Victoria 147 Nte., Durango, Dgo, C.P. 34000, México,

Teléfono (618) 811-3572, eduardo.venegas@cimav.edu.mx.

²Concentración solar, Instituto de energías Renovables, UNAM, Xochicalco s/n, Temixco, Morelos, Código Postal, México, Teléfono, Fax, ojs@ier.unam.mx.

³Sistemas solares térmicos, Centro de Investigación en Materiales Avanzados, Unidad Durango, Victoria 147 Nte., Durango, Dgo, C.P. 34000, México, Teléfono (618) 811-3572, Ignacio.martin@cimav.edu.mx.

RESUMEN

Se presenta el desarrollo de una herramienta basada en una hoja de cálculo para dimensionar campos de colectores solares con aplicación en generación de calor en procesos industriales. La herramienta requiere la posición geográfica del campo de colectores, datos horarios de irradiación solar (global y difusa), temperatura ambiente, así como también la curva de eficiencia y la eficiencia óptica. La herramienta es versátil, ya que permite seleccionar si se trata de colectores planos o de concentración solar, la inclinación y orientación que tiene el colector con respecto al Sur. Permite formar arreglos serie-paralelo con el mismo número de colectores en cada rama y calcular el volumen del termostanque de manera iterativa de acuerdo al perfil horario de la carga térmica. La herramienta se basa en el balance de energía del sistema y la obtención de una ecuación de calor útil para colectores conectados en serie, donde se toman en cuenta las pérdidas en las interconexiones de los colectores, así como el flujo másico del fluido de trabajo. Adicionalmente calcula la irradiación global, difusa y directa incidentes sobre las superficies con cierta inclinación y orientación. Con la herramienta se pueden determinar la fracción solar y el ahorro de combustible en valor monetario, por lo que se puede determinar la viabilidad técnico-económica del sistema. Se presentan los resultados de un caso de estudio hipotético con un requerimiento 25,000 lts diarios de agua caliente a 90 °C en Delicias Chihuahua.

ABSTRACT

The development of a tool based on a spreadsheet is presented to size solar collector fields for heat generation in industrial processes. The tool requires the geographical position of the collector, time data, solar radiation (global and diffuse), ambient temperature, as well as efficiency curve and optical efficiency of the collector. The tool is versatile, as it can select whether it is flat or concentrating solar collectors, tilt and orientation of the collector towards the South. It allows to form series-parallel arrangements with the same number of collectors in each branch and calculate the volume of water heater iteratively according hourly profile of the thermal load. The tool is based on the energy balance of the system and obtaining a useful heat equation for collectors connected in series, which takes into account losses in the interconnections of the collectors and the mass flow of the working fluid. Additionally estimated global radiation, diffuse and direct incident on surfaces at an angle and orientation. The tool allows you determine the solar fraction and fuel in monetary value, so you can determine the technical and economic viability of the system. The results of a hypothetical case study with a 25,000 liters daily requirement of hot water at 90 °C in Delicias, Chihuahua are presented.

Palabras claves: Calor de proceso, Sistema Solar Térmico, colector solar, simulación, dimensionamiento.

Introducción

En la industria existen diversos procesos que requieren calor en un rango que va de los 60 a los 250 °C (Kalogirou, 2003), existen diversas tecnologías para satisfacer ciertos rangos de temperatura; los colectores de baja temperatura (colectores planos) para rangos de 50 a 80° C y los de mediana temperatura (tubos evacuados, fresnel, canal parabólico) hasta 250 °C. Se han realizado diversos estudios enfocados a evaluar el potencial e integración de los sistemas solares térmicos a procesos industriales. El departamento de energía de Estados Unidos ha demostrado la viabilidad técnica y económica de usar energía solar para generar vapor de baja presión alrededor de 150 °C instalando 14 plantas usando concentradores de canal parabólico (Kutscher, 1981). En Karagiorgas et al. (2010) se presenta una herramienta para el uso de bombas de calor y colectores solares de aire para la climatización del edificio del Centro Nacional de Fuentes de Energía Renovables de Grecia, los resultados de la herramienta se compararon con TRNSYS para su validación. Kicsiny (2014) desarrolló un modelo basado en múltiples regresiones lineales, el cual puede considerarse una caja negra.

Modelo de un colector conectado en serie

Uno de los problemas a resolver en el dimensionamiento de un sistema solar de generación de calor de proceso es conocer la temperatura a la que se entregara el fluido de trabajo y la suma de la energía que entrega el sistema solar a lo largo de un periodo de tiempo para determinar la viabilidad técnica y económica del sistema.

Primero es necesario determinar la radiación solar total que incide en la superficie del colector de acuerdo a su inclinación a partir de la radiación horizontal que incide en el sitio de estudio a partir de su posición geográfica, Pérez et al. (1987, 1988) propone un modelo para este fin. El modelo también permite calcular la radiación incidente en una superficie con inclinación β variable, como sería el caso de un colector con orientación E-O y seguimiento N-S. El calor útil ganado por el colector está dado por

$$Q_u = \dot{m}C_p(T_o - T_i) \quad (1)$$

Donde \dot{m} es el flujo másico que pasa por el colector, C_p es el calor específico del fluido, T_i , y T_o son respectivamente la temperatura del fluido a la entrada y a la salida del colector. El calor útil también puede representarse mediante la siguiente ecuación

$$Q_u = F_R \left[G\eta_o A_a - \frac{A_a}{C} U_L (T_i - T_a) \right] \quad (2)$$

Donde G es la radiación solar total (directa en el caso de un concentrador solar), T_a es la temperatura ambiente, A_a es el área de abertura, η_o es la eficiencia óptica, U_L es el coeficiente global de pérdidas del colector y C es la razón de concentración A_a/A_r ($C = 1$ cuando se trata de un colector no concentrador) y A_r es el área del receptor en el caso de un concentrador solar. Por otro lado la eficiencia está dada por

$$\eta = \frac{Q_u}{A_a G} = F_R \eta_o - F_R U_L \frac{(T_i - T_a)}{CG} \quad (3)$$

Donde F_R es el factor de remoción, al obtener la ecuación (3) de manera experimental, se pueden calcular el factor de remoción F_R y el coeficiente global de pérdidas U_L , que se usarán posteriormente en el modelo. Por otro lado cuando se consideran las pérdidas en las conexiones los datos de eficiencia de un solo colector no se puede aplicar directamente a colectores conectados en serie, a pesar de que el caudal a través de la fila es el mismo que para un solo colector. El calor útil suministrado por la combinación del colector y la tubería de interconexión es establecido por Rabl (1985). Entonces para N colectores conectados en serie se reescribe como (Jaramillo et al., 2013)

$$Q_{u,N} = \left| F_{R\varepsilon} \left[\frac{1-(1-K)^N}{K} \right] \left[G_b A_a \eta'_o - \frac{A_a}{C} U'_L (T_s - T_a) \right] \right|^+ \quad (4)$$

El signo + significa que solo se deben tomar en cuenta los valores positivos, T_s es la temperatura del fluido dentro del tanque y $F_{R\varepsilon}$ es el factor de remoción que toma en cuenta la presencia del intercambiador de calor

$$F_{R\varepsilon} = \frac{F_R}{1 + K \left[\frac{(\dot{m}C_p)_c}{\varepsilon(\dot{m}C_p)_{min}} - 1 \right]} \quad (5)$$

Donde $(\dot{m}C_p)_c$ es la capacitancia térmica del lado del colector, $(\dot{m}C_p)_{min}$ es la menor de todas las tasas de capacitancias térmicas del fluido de trabajo en el intercambiador de calor del lado de los colectores y K está dada por

$$K = \frac{A_a F_{R1} U'_{L1}}{C \dot{m} C_p} \quad (6)$$

La eficiencia óptica modificada η'_o y U'_L se derivan de la combinación del colector solar y las interconexiones, η'_o está dada por

$$\eta'_o = \frac{\eta_o}{1 + \frac{(UA)_{tub}}{\dot{m}C_p}} \quad (7)$$

y U'_L por

$$U'_L = U_L \left(\frac{1 - \frac{(UA)_{tub} + 2(UA)_{tub}}{\dot{m}C_p} + \frac{2(UA)_{tub}}{A_r U_L F_R}}{1 + \frac{(UA)_{tub}}{\dot{m}C_p}} \right) \quad (8)$$

Modelo del sistema

Una vez que se obtiene la ecuación de calor útil para N colectores conectados en serie se puede hacer el balance de energía del sistema de colectores solares, almacenamiento térmico y carga. El modelo considera un tanque de almacenamiento sin estratificación y a una temperatura uniforme, un suministro de agua caliente con un caudal fijo y una temperatura del agua que entra al termostanque en estado permanente, T_{mu} y un intercambiador de calor como se muestra en la Figura 1. Entonces la ecuación que describe al sistema está dada por (Kalogirou, 2009)

$$M_s C_{ps} \frac{dT_s}{dt} = |Q_{u,N}|^+ - \varepsilon_L (\dot{m}_L C_{pL}) (T_s - T_{mu}) - (UA)_s (T_s - T_a) \quad (9)$$

donde M_s y C_{ps} son respectivamente la masa y el calor específico del fluido almacenado en el termostanque, T_s es la temperatura en el termostanque y T_{mu} es la temperatura del fluido que llega al termostanque, $|Q_{u,N}|^+$ es el calor útil dado por la ecuación (4), ε_L es la

efectividad del intercambiador de calor y el tercer término corresponde a las pérdidas de calor en el termotanque. \dot{m}_L y C_p son respectivamente el flujo másico y el calor específico del fluido usado en la carga.

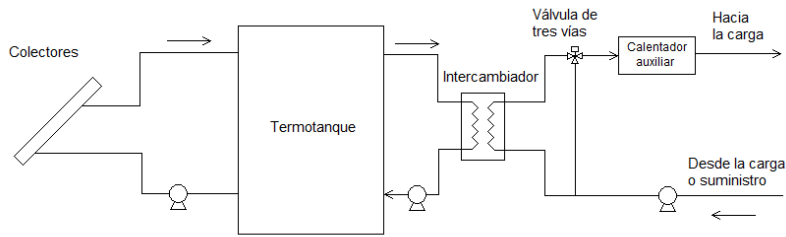


Figura 1. Sistema de calor solar de proceso con intercambiador de calor y calentador auxiliar en serie.

Implementación de la herramienta

El modelo se implementó en una hoja de cálculo, esta herramienta requiere la posición geográfica del sitio, los datos solares y meteorológicos generados hora a hora, la temperatura del agua de suministro y del proceso, la inclinación de los colectores, el volumen de agua y perfil que requiere la carga. Se puede definir de manera iterativa el volumen del tanque de almacenamiento térmico.

El caso analizado corresponde al sistema de la Figura 1, donde se tiene del lado izquierdo el campo de colectores conectado directamente al tanque de almacenamiento y del lado derecho el tanque conectado a un intercambiador de calor que va hacia la carga. En la Figura 3 se puede ver el perfil de flujo másico de agua a una temperatura de 90°C requerido por la carga. En la Tabla 1 se muestran los datos usados en las simulaciones tanto en TRNSYS como en la herramienta desarrollada.

Se tomaron en cuenta dos sistemas a compararse, uno con tubos evacuados y uno con colectores de canal parabólico (CCPs). En la Tabla 2 se muestran los datos correspondientes al colector solar de tubos evacuados tipo heat pipe Mod. AP-30 de la marca Apricus y a un CCP desarrollado en el IER de la UNAM Venegas (2012).

Tabla 1. Datos usados en la simulación

Lugar	Delicias Chihuahua
Latitud	28° 11' 36"
Longitud	105° 28' 16"
Temperatura requerida	90 °C
Volumen diario requerido	25,000 L
Flujo másico requerido en operación	2273 kg/h
Tiempo de operación	7:00 a 17:00 h
Volumen del termotanque	25,000 L
U_T del termotanque	1 W/m ² K
Eficacia del intercambiador	0.85

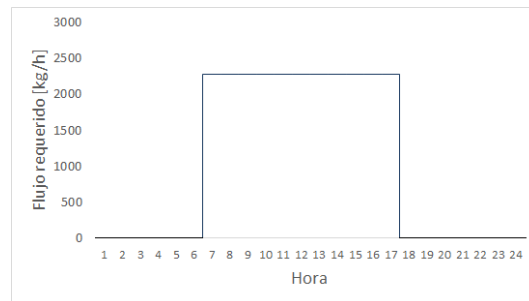


Figura 3. Perfil de flujo másico requerido por la carga.

Tabla 2. Datos del colector usado en la simulación

Tipo de colector	Tubos evacuados heat pipe	CCP
Area del colector	4.158 m ²	5.79 m ²
Inclinación del colector β	28.18°	Seguimiento N-S
Intercepción en Y	0.458	0.569
Pendiente	-1.579	-2.049
Flujo de uso del colector	6 L/min	6 L/min

En la tabla 3 se muestran los coeficientes del modificador del ángulo de incidencia K_θ cuya forma es

$$K_\theta = 1 - b_0(\theta) - b_1(\theta)^2 - b_2(\theta)^3 \quad (10)$$

Tabla 3. Coeficientes del modificador del ángulo de incidencia.

Coeficientes K_θ	Tubos evacuados heat pipe	CCPs
b_0	0.0074	0.0049
b_1	-7.0×10^{-4}	8.0×10^{-5}
b_2	9.0×10^{-6}	1.0×10^{-7}

Resultados

La herramienta se comparó y validó modelando y simulando los dos sistemas en TRNSYS. En la Figura 3 se puede ver la comparación del perfil de temperatura en el termotanque a lo largo de todo el año entre TRNSYS y la herramienta desarrollada, tanto para el sistema que solo tiene extracción de calor pero conserva su masa y el sistema que tiene extracción de masa y llega agua de reposición. En el primer caso se puede observar que las temperaturas alcanzadas en el termotanque son mayores. En el segundo caso las temperaturas alcanzadas en el termotanque son menores debido al mezclado que hay con el agua de reposición que entra al termotanque a menor temperatura (en este caso la del suministro). Para la simulación se consideró que todos los colectores están en paralelo.

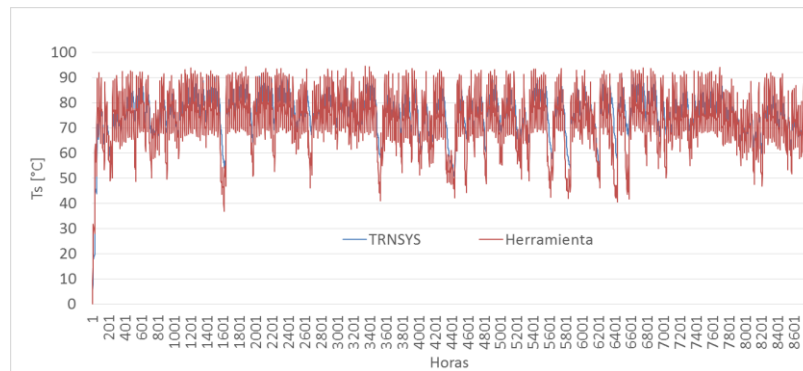


Figura 3. Comparación de los perfiles de T_s para todo el año con TRNSYS y la herramienta.

Se obtuvo la desviación estándar del error relativo de T_s , donde dicho error está dado por

$$E_r = \frac{T_{s,TRNSYS} - T_{s,herr}}{T_{s,TRNSYS}} \quad (11)$$

Y la desviación estándar del error relativo está dada por

$$\sigma_r = \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (E_{r,i} - \bar{E}_r)^2 \right]^{1/2} \quad (12)$$

La desviación estándar del error relativo obtenida de las ecuaciones (11) y (12) fue de 7.35%. En la Figura 4 se puede ver con más detalle la comparación entre TRNSYS y la herramienta del perfil de T_s para los primeros días de Febrero, también se puede observar en las gráficas el perfil de consumo de la carga.

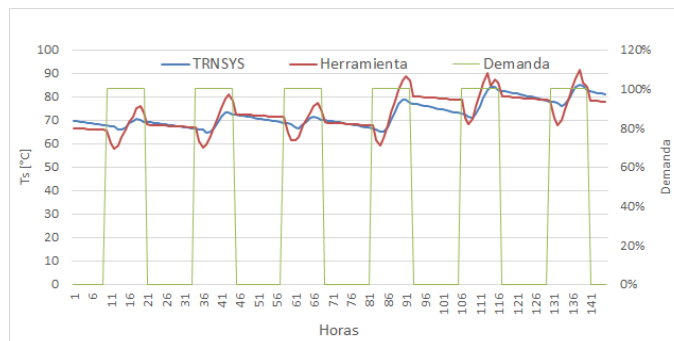


Figura 4. Comparación de los perfiles de temperatura en el termotanque y la demanda para los primeros 6 días de Febrero.

De manera iterativa se llegó a un número de colectores que tienen el menor tiempo de retorno de la inversión, cuyo cálculo se basó en el análisis de costo de ciclo de vida considerando sólo el costo de inversión de los colectores, En la tabla 4 se puede comparar la fracción solar y el retorno de inversión para los sistemas simulados, así como los datos usados en el análisis económico.

Tabla 4. Datos usados en el análisis económico

	Tubos Evacuados	CCPs
No. de colectores	165	118
Area de colección	686 m ²	683 m ²
Fracción solar	0.779	0.687
Costo por colector	\$11,000 MX	\$13,715 MX
Costo de Inversión	\$1,819,689.98 MX	\$1,624,178.34 MX
Tasa de interés anual	8%	8%
Tasa de inflación anual	5%	5%
Costo de gas LP	\$7.87/L	\$7.87/L
Retorno de inversión	5.47 años	6.93 años

En la Figura 5 se pueden ver los perfiles de T_s obtenidos durante todo el año, tanto para los colectores de tubos evacuados, como para los colectores de canal parabólico.

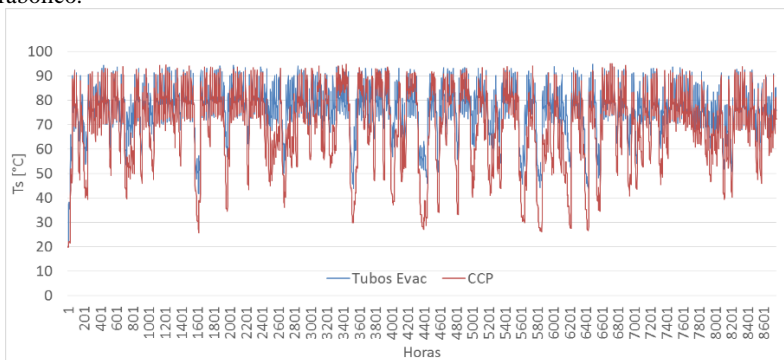


Figura 5. Comparación de los perfiles de T_s para todo el año con tubos evacuados y CCPs.

En la Figura 6 se pueden ver con mayor detalle los perfiles de T_s para la primera semana de Enero entre los tubos evacuados y los CCPs donde se puede ver como decae la temperatura T_s cuando comienza la demanda de la carga. También se observa que para el caso de los CCPs se tiene una menor temperatura que en el caso de los tubos evacuados.

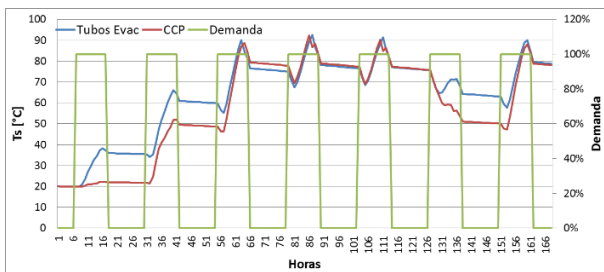


Figura 6. Perfiles de T_s y la demanda en porcentaje, para tubos evacuados y CCPs durante la primera semana de Enero.

En la Figura 7 se puede ver el mismo perfil ahora con la radiación global G y la directa G_b . Aquí se puede ver claramente que la temperatura T_s es menor en el caso de los CCPs porque se tiene una radiación directa menor cuando hay dispersión atmosférica.

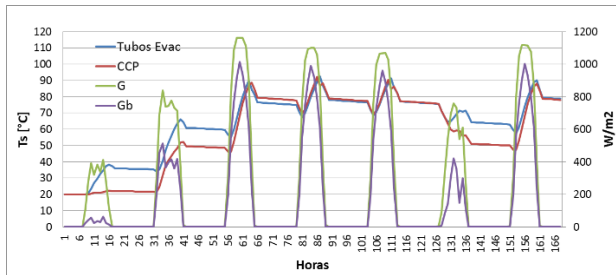


Figura 7. Perfiles de T_s y la radiación para tubos evacuados y CCPs, durante la primera semana de Enero.

En la figura 8 se pueden ver la gráficas del retorno de la inversión a 10 años para los dos casos simulados, donde se observa que el sistema de tubos evacuados tiene un menor tiempo de retorno de inversión (5.47 años) contra el de los CCPs (6.93 años).

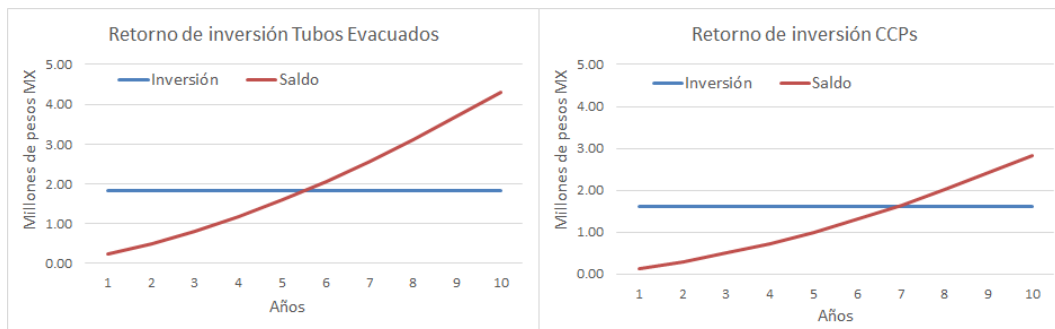


Figura 8. Retorno de inversión para los tubos evacuados y para los CCPs.

Conclusiones

Se obtuvo una desviación estándar del error relativo de 7.35% al compararse los valores de T_s de la herramienta desarrollada con los resultados de TRNSYS, lo cual se considera como un error aceptable. La herramienta puede simular tanto para colectores fijos como para CCPs con seguimiento N-S. Se compararon también los perfiles de T_s para un sistema con tubos evacuados y uno con CCPs. Se encontró que el sistema con CCPs tuvo un tiempo de retorno de inversión mayor debido a que el CCP depende solo de la radiación directa y el de tubos evacuados de la radiación global (directa y difusa), es decir bajo condiciones atmosféricas adversas el concentrador solar es más susceptible a la dispersión de la radiación directa.

Referencias

- Duffie J.A. and Beckman W.A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*. Wiley Interscience, New York, USA.
- Jaramillo O. A., Aguilar J. O., Castrejón-García R., Venegas-Reyes E., and Sosa-Montemayor F. (2013). Parabolic trough concentrators for hot water generation: Comparison of the levelized cost of production. Vol. 5, p. 023114.
- Kutscher C. F., (1981). Design considerations for solar industrial process heat systems. SERI/TR, p. 632-783, Solar Energy Research Institute, Golden, Colo.
- Kalogirou S. A., (2003). The potential of solar industrial process heat applications. *Applied Energy*, Vol. 76, p. 337–361.
- Kalogirou, S. A., (2009). *Solar Energy Engineering: processes and systems*, 1st Ed., Academic Press, U. S. A.
- Karagiorgas M., Galatis K., Tsagouri M., Tsoutsos T., Botzios-Valaskakis A. (2010). Solar assisted heat pump on air collectors: A simulation tool. *Solar Energy*, Vol. 84, p. 66–78.
- Kicsiny R. (2014). Multiple linear regression based model for solar collectors. *Solar Energy*, Vol. 110, p. 496–506.
- Perez R., Seals R., Ineichen P., Stewart R., and Menicucci D. (1987). A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy*, 39, p. 221.
- Perez R., Stewart R., Seals R., and Guertin T. (1988). The development and verification of the Perez diffuse radiation model. Sandia National Laboratories Contractor Report SAND88-7030.
- Rabl A. (1985) *Active Solar Collectors and Their Applications*, Oxford University Press, USA.
- Venegas-Reyes E., Jaramillo O. A., Castrejón-García R., Aguilar J. O., and Sosa-Montemayor F. (2012). Design, construction, and testing of a parabolic trough solar concentrator for hot water and low enthalpy steam generation. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*. Vol. 4, p. 053103.

Agradecimientos

A los técnicos académicos del área de Energía del CIMAV unidad Durango M.C. Jorge A. Escobedo-Bretado y al M.C. Mario Nájera Trejo por el apoyo brindado en las simulaciones de TRNSYS. Este trabajo fue parcialmente apoyado por el proyecto PAPIIT IT100514 del Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica de la UNAM.