

Evaluación de pérdidas en un campo de heliostatos mediante software de trazado de rayos

Héctor D. García-Lara*, Amir Alexander Velázquez-Dominguez, Yair Yosias Arriola-Gil, Miguel Garcia-Yera

Laboratorios de Investigación e Innovación en Tecnología Energética (LIITE), Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (FIME), Universidad Autónoma de Nuevo León (UANL), San Nicolás de los Garza, Nuevo León, México.

* Autor de correspondencia: hector.garcialra@uanl.edu.mx

Energías Renovables (Energía solar-Modelado y simulación computacional).

Resumen: El método de trazado de rayos es comúnmente utilizado para el análisis de concentradores. El proceso de simulación consiste en una etapa de inicialización donde definimos todos los parámetros de entrada, seguido de un ciclo que simula todos los instantes de tiempos deseados para posteriormente pasar a la fase final de evaluación. El método propuesto contempla simulación computacional, llevando a cabo un estudio del comportamiento de 2 variables específicamente: (1) la razón de distribución de los heliostatos dada un área fija y (2) la posición del objetivo. Siendo la primera la razón m:n que corresponde al acomodo y distribución de los espejos a lo largo del área disponible, donde m representa la distancia del campo a lo largo del eje Este-Oeste y n representa la distancia del campo a lo largo del eje Norte-Sur. Por otro lado, el lugar del objetivo se coloca al norte del campo de heliostatos y solo depende su posición sobre el eje Este-Oeste siendo de interés donde tenga un mejor aprovechamiento de la energía incidente. En particular se mostró mediante código propio y simulación en TracePro y procesamiento de reportes de flujo en Matlab que, para una ubicación en Monterrey, N.L., México (25°N, 100°O) con un área de 75 m² se puede concentrar en promedio 100 kWh de energía diarios a lo largo de todo el año con 72 espejos de medio metro cuadrado cada uno. Dicha simulación fue realizada usando datos reales de radiación directa.

Palabras clave: Trazado de rayos, concentrador solar, seguidor solar, TracePro, eficiencia de heliostatos

Heliostat field evaluation using ray tracing software

Abstract: The ray-tracing method is commonly used for solar concentrator analysis. The simulation process consists of an initialization phase where all the input parameters are defined, followed by a simulation cycle that runs through all time instants to later move on to the final evaluation phase. The proposed method includes computational simulation, carrying out a study of the impact of two specific variables: (1) the distribution ratio of the heliostats given a fixed area and (2) the position of the target. The first being the ratio m:n that corresponds to the arrangement and distribution of the mirrors throughout the available area, where m represents the distance of the field along the East-West axis and n represents the distance of the field along the North-South axis. On the other hand, the target is placed on the northern edge of the heliostat field and only depends on its position on the East-West axis. The main interest is to determine where more energy is harvest by the heliostat field. It was shown through simulation in TracePro and results from processing in Matlab, that, for a location in Monterrey, NL, Mexico (25° N, 100° W) with an area of 75 m², an average of 100 kWh of energy can be harvest per day throughout the year with 72 mirrors of half a square meter each. This simulation was carried out using real direct radiation data.

Keywords: Ray tracing, solar concentrator, solar tracker, TracePro, heliostat's efficiency

Introducción

El método de trazado de rayos es comúnmente utilizado para el análisis de concentradores. Este método consiste en rastrear un gran número de rayos a través de sistemas ópticos para determinar la distribución de los rayos en una superficie de interés (Duffie y Beckman, 1980). El trazado de rayos solares es beneficioso para los sistemas de captación solar (Ashraf et al., 2020). Los resultados suelen ser utilizados para optimizar la geometría u orientación de los elementos utilizados en el sistema con el fin de eliminar sombras y pérdidas de rayos, de igual manera, los resultados son utilizados para el diseño de campos de helióstatos en sistemas receptores centrales solares, dado que brinda la información cuantitativa de energía incidente en alguna superficie de interés.

Estudios semejantes han utilizado la técnica de trazado de rayos para la evaluación geométrica de canales parabólicos, ángulos de borde y estrategias de seguimiento solar (Su, 2017). De igual manera este método fue empleado durante la simulación computacional para incrementar la tasa de concentración al optimizar la geometría de una lente Fresnel curva capaz de refractar la radiación incidente en un concentrador secundario (Waghmare, 2016).

Software de trazado de rayos ha sido utilizado para validar algoritmos de generación de campos de heliostatos y corroborar la eficiencia de los mismos (Les et al, 2018).

Una herramienta que permite realizar el trazado de rayos es el software de simulación opto-mecánica TracePro. Para ello, el software realiza el seguimiento de la intensidad asociada a cada rayo que se propaga por diferentes caminos a través de los modelos sólidos importados en su espacio de trabajo. Además, cuenta con la funcionalidad Macro (Lambda Research Corporation, 2017), que permite que el software reciba instrucciones por línea de código, abriendo la posibilidad a que sea controlado por otra aplicación utilizando el protocolo de comunicación de Intercambio Dinámico de Datos (DDE: Dynamic Data Exchange).

El método de trazado de rayos resulta tan versátil que permite su aplicación en diferentes tipos de sistemas concentradores. Sin embargo, los estudios se limitan a la evaluación de momentos específicos del día o ciertos días durante el año, dejando lapsos de tiempo sin evaluar. Tomando esto en cuenta, en la presente investigación se evalúa el uso del método en una simulación anual en intervalos de una hora, obteniendo así una evaluación de las pérdidas en un campo de heliostatos.

Cabe recalcar que para el presente estudio se cuenta con un prototipo funcional de heliostato, por ende, la geometría del espejo, así como los ejes de rotación ya están determinados y no son el objeto de estudio. El presente trabajo realiza una simulación de trazado de rayos en el software comercial TracePro para evaluar la eficiencia en un campo de heliostatos colocado en un área limitada predeterminada.

En este documento se presenta la evaluación de un campo de heliostatos, teniendo un área constante, pero variando la distribución de este. Posteriormente el análisis se enfoca en la posición del concentrador solar, corriendo un ciclo de simulaciones anuales para cada una de las diferentes posiciones deseadas. Presentando la energía promedio por día a lo largo de todo el año. Por último, se muestra el comportamiento por mes de la configuración que tuvo mejor comportamiento, mostrando la radiación promedio mensual, la eficiencia instantánea y las eficiencias correspondientes a los diversos tipos de pérdidas que se vieron involucradas.

Metodología

Se utiliza la metodología desarrollada por (Delgado, 2019), la cual podemos ver resumida en la Figura 1. El proceso consiste en una etapa de inicialización donde definimos todos los parámetros de entrada, seguido de un ciclo que simula todos los instantes de tiempos deseados para posteriormente pasar a la fase final de evaluación.

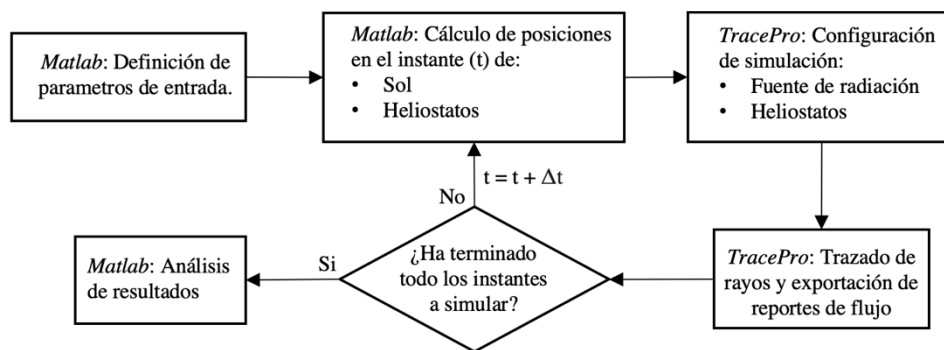


Figura 1. Metodología propuesta para la simulación.

Es importante hacer notar que para cada instante Matlab debe calcular la posición del sol, y con base a eso calcular la orientación de cada uno de los heliostatos para redireccionar la radiación hacia un objetivo fijo predeterminado. Adicionalmente la simulación en TracePro debe replicar estos cálculos y colocar todos los heliostatos en las orientaciones previamente calculadas además de darle el valor correspondiente de irradiación a la fuente acorde a la hora y a la base de datos utilizada de radiación directa. Los reportes de flujo son analizados para cuantificar la cantidad

de energía que incide en el objetivo, y con ello calcular las eficiencias instantáneas del campo de heliostatos relacionados con la pérdida del coseno, sombras y desbordamiento. (Delgado, 2018)

El presente trabajo supone un área fija, sin embargo, por parámetros de diseño los heliostatos forman una teselación predefiniendo los acomodos espaciales entre ellos mismos. Sin embargo, se debe calcular la cantidad de mecanismos que podrían caber en dicha superficie, siendo importante mencionar que las dimensiones de largo y ancho no están fijas por lo que se realizarán simulaciones para diversas configuraciones de largo por ancho como se puede apreciar en la Figura 2. Los cálculos se realizan basados en la cantidad de dispositivos que cabrían en un área disponible que cuenta con una razón de largo por ancho de $m:n$ considerando las dimensiones reales del prototipo, así como una holgura alrededor que permita a un técnico caminar por fuera del campo.



Figura 2. Acomodo del campo de heliostatos para diferentes razones.

El método propuesto contempla simulación computacional, llevando a cabo un estudio del comportamiento de 2 variables específicamente: (1) la razón de distribución de los heliostatos dada un área fija y (2) la posición del objetivo. Siendo la primera la razón $m:n$ mencionada anteriormente que corresponde al acomodo y distribución de los espejos a lo largo del área disponible, donde m representa la distancia del campo a lo largo del eje Este-Oeste y n representa la distancia del campo a lo largo del eje Norte-Sur. Por otro lado, el lugar del objetivo se coloca al norte del campo de heliostatos y solo depende su posición sobre el eje Este-Oeste siendo de interés donde tenga un mejor aprovechamiento de la energía incidente en una simulación con datos reales para una ubicación en Monterrey, N.L., México (25°N , 100°O) así como un área disponible predeterminada de 75 m^2 .

Resultados y Discusión

Comenzando con la distribución del campo de heliostatos podemos tomar la radiación de un día de enero para visualizar el impacto que tiene este parámetro en la energía captada durante el día en horario de 7:00AM a 7:00PM. En este primer caso la posición del objetivo se fijó a una altura de 3 metros en las coordenadas $[x,y,z]=[0,0,3]$, mientras que variamos la razón del acomodo de los espejos en un área predeterminada.

Su despliegue y diseño en relación con el receptor, está condicionada en gran medida por las características del terreno disponible, por el tamaño de la planta y por la posición del receptor. Debido a ello la cantidad de espejos y filas llegan a variar para las diferentes configuraciones, obteniendo valores de energía total distintos por presentar mayores pérdidas en unos que otros para los diferentes escenarios.

De acuerdo con los datos de la Tabla 1, se obtuvieron dos superficies de respuesta, la primera con los datos obtenidos de energía total en cada escenario simulado, sin considerar la diferencia en cantidad de espejos mientras que la segunda es una matriz "normalizada" teniendo la relación de energía total y el número de espejos.

De esta manera la razón entre la cantidad de espejos en el sentido Este-Oeste contra la cantidad de espejos en el sentido Norte-Sur conforman la razón antes mencionada mientras que el eje z representa la energía total captada denotada por una escala de colores como se muestra en la Figura 3, pudiendo observar el comportamiento acorde a las distintas configuraciones.

Tabla 1. Resultados de simulación para un día de enero para diversas configuraciones (razones).

Razón	Núm. Filas	Núm. de Espejos	Energía Total [kWh]
1:1	9	72	51.62
1:2	6	72	46.00
1:3	5	75	33.99
1:4	4	68	30.60
2:1	12	60	43.34
2:3	7	70	49.12
3:1	15	60	37.02
3:2	11	66	47.36
3:4	7	70	50.41
4:1	18	72	19.56
4:3	10	70	50.57

En la Figura 3a se muestra la energía total en un día de enero, observando una ligera simetría y teniendo que para razones entre 4:4 y 4:3 se encuentra mayor cantidad de energía total.

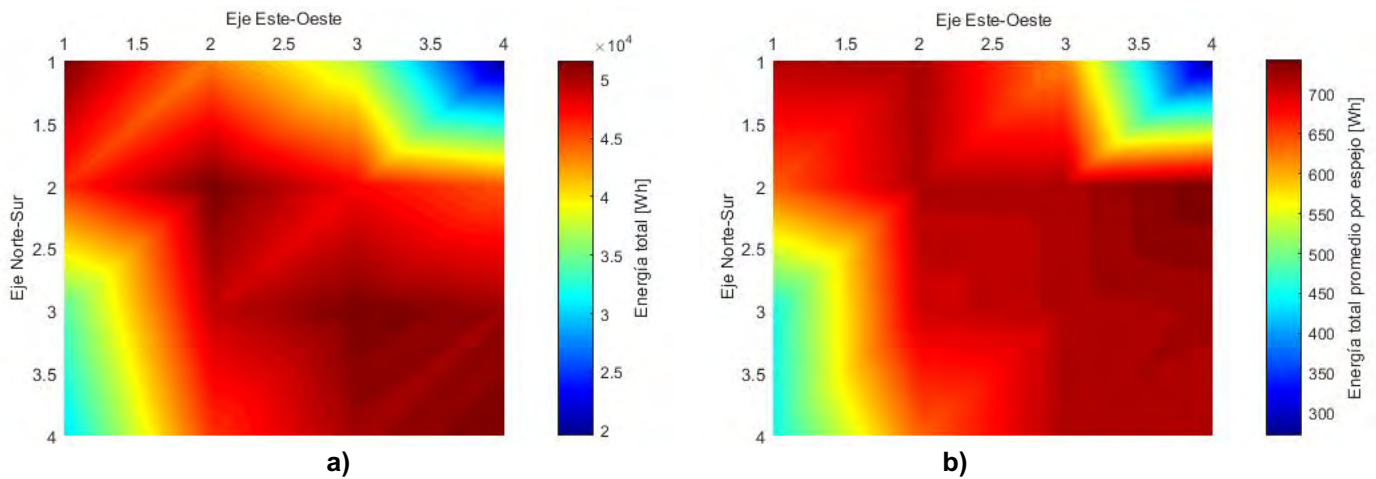


Figura 3. (a) Grafica de Superficie Razón Variable y (b) Grafica de Superficie Razón Variable Vista superior

En la Figura 3b se muestra el mes de enero normalizado, observando un ligero cambio en las zonas con mayor cantidad de energía posicionándola más entre razón 4:2 y 4:3. Las simulaciones de la diferente disposición del área del mes de enero dan hincapié a simulaciones de razón 1:1, siendo esta la de mayor captación solar. Ahora la variable en cuanto a la posición del objetivo nos dirigirá a ampliar criterios, ya que anteriormente se mantuvo fijo en el origen como se muestra en la Figura 4.

Así mismo, tener en cuenta que en la misma distribución (layout), la variable del objetivo comprende en que posición estará situado. Para este caso colocándolo a lo largo del eje "y" que corresponde al eje Este-Oeste contamos con 9 filas, definiendo de ahí 9 posiciones diferentes para el objetivo donde se concentrará la energía solar.

Por ejemplo, la Figura 5 muestra la misma distribución de espejos, pero con el objetivo en la posición 5, donde se puede apreciar que se encuentra alineado con la fila correspondiente. Se plantea una simulación anual en intervalos de tiempos, para nuestro caso fue por horas, específicamente un día de cada mes. Cabe recalcar que las simulaciones se pueden realizar con base a todos los días del año, sin embargo, el tiempo de cómputo incrementa considerablemente.

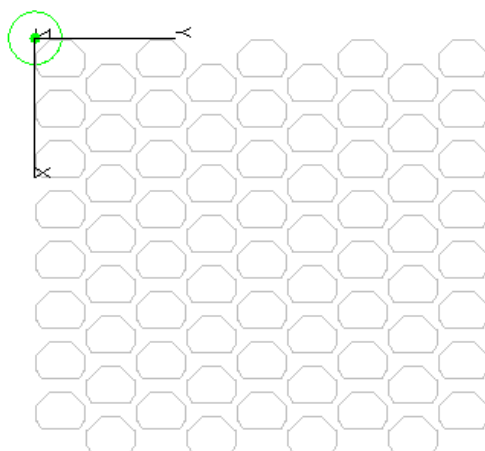


Figura 4. Target posicionado en el origen. Layout en razón 1:1.

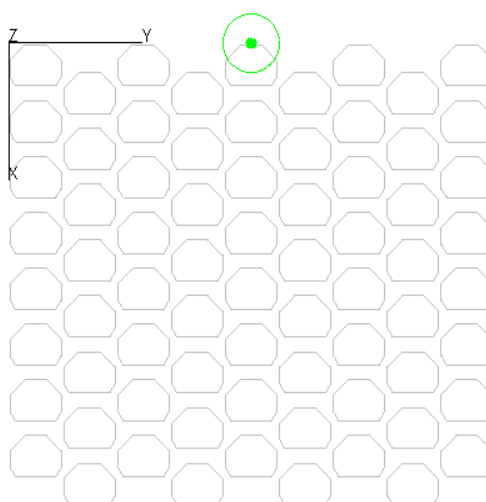


Figura 5. Target colocado en la posición 5. Layout en razón 1:1.

En la Tabla 2 se muestra la energía promedio por día a lo largo de todo el año de cada una de las 9 posiciones del target. Observamos que los valores son mayores cuando el objetivo este situado a la mitad del eje “y”, correspondiendo a posiciones 5 y 4.

Tabla 2. Energía promedio por día a lo largo de todo el año.

Posición	Energía Promedio por día (kWh)
1	99
2	103
3	106
4	108
5	108
6	107
7	105
8	102
9	98

Tomando como ejemplo significativo la posición 5, en la Tabla 3 se muestra comportamiento de la energía diaria por mes. La idea es observar el impacto de la posición del target, obteniendo valores promedio de energía concentrada

teniendo evidencia que en temporadas de invierno se dan valores menores que en verano. Alcanzando un valor mínimo en el mes de enero con 57 kWh y un máximo en junio de 165 kWh. El promedio anual es de 107.75 kWh.

Tabla 3. Energía Promedio por día a lo largo del año en la Posición 5.

Mes del año	Energía captada en un día [kWh]	Mes del año	Energía captada en un día [kWh]
Enero	57	Julio	155
Febrero	70	Agosto	147
Marzo	97	Septiembre	108
Abril	118	Octubre	101
Mayo	137	Noviembre	87
Junio	165	Diciembre	51

Concretando resultados más puntuales, en la Figura 6 se visualiza la potencia radiante concentrada en cada instante de tiempo considerado en la simulación para los distintos meses a lo largo del día en la posición 5. En donde como es de esperarse en los meses de verano la curva esta más por "arriba", y las energías reportadas antes, es precisamente una aproximación del área bajo la curva.

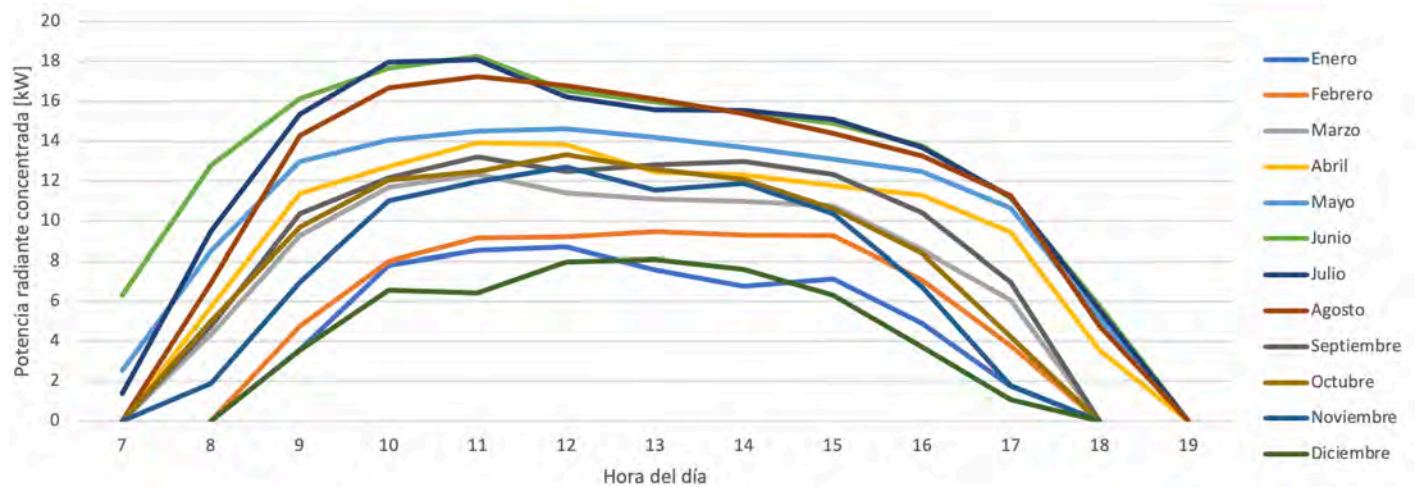


Figura 6. Radiación promedio mensual para la posición 5.

Cabe mencionar que el posicionamiento considera que entre ellos se generen sombras o bloqueos. En particular para esta simulación se tuvo un bloqueo nulo entre espejos, pero si existen perdidas por sombras entre ellos, como se puede observar en la Figura 7, donde un valor de 100% indicaría que no hay perdidas por sombras. Para calcular este valor se considera la razón entre la cantidad total de energía que incide sobre la superficie reflejante de los heliostatos (HF) entre cantidad máxima que podría incidir en dicha misma área efectiva considerando la radiación solar en ese instante y las pérdidas del coseno asociadas a cada heliostato (η_{\cos_i}) como se describe en la Ecuación 1.

$$\eta_{sombra} = \frac{\sum_{i=1}^n HF_i}{DNI \sum_{i=1}^n \eta_{\cos_i} A_i} \quad (1)$$

El rendimiento total es afectado por cada uno de los demás factores que reducen la fracción de radiación reflejada eficientemente al objetivo. En particular en estas simulaciones los bloqueos entre espejos después de reflejar los rayos son mínimo gracias a la altura del objetivo. El factor de desbordamiento para este escenario se mantiene en un valor de 1, es decir, no hay pérdidas a causa de radiación que es reflejada pero no incide en el objetivo y las pérdidas por absortividad corresponden a un valor constante definido de acuerdo con las propiedades del material.

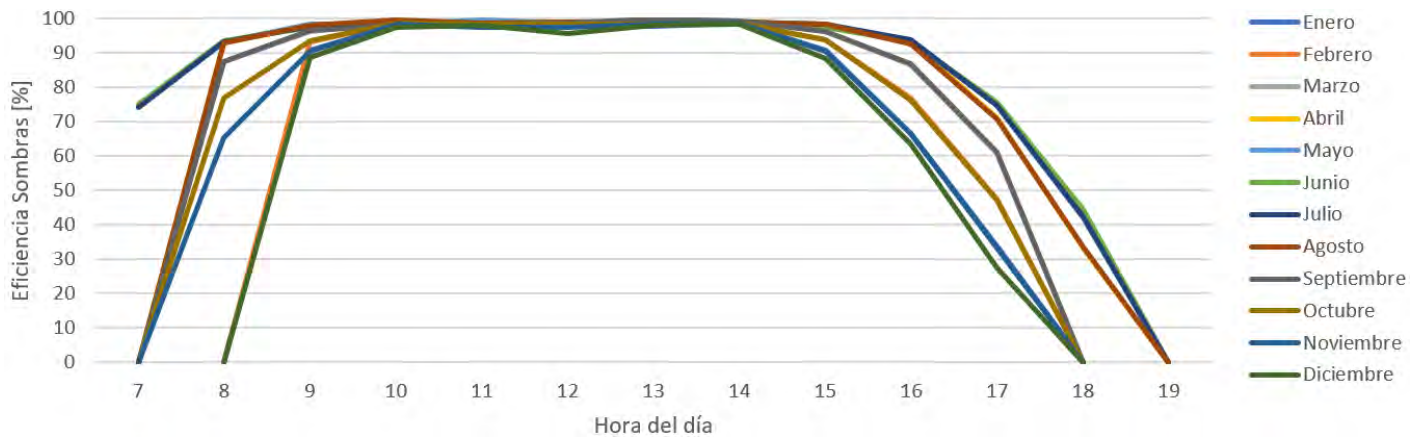


Figura 7. Eficiencia de sombreado mensual a lo largo del día.

El factor de rendimiento a causa de las sombras se da en horarios por la mañana y por la tarde, sin embargo, en aplicaciones reales se realizan procesos de optimización para diseñar una distribución en función de reducir estas pérdidas, en la práctica, la mayor fuente de pérdidas en este tipo de sistemas es a causa del factor coseno como se puede apreciar en la Figura 8. Para calcular estas pérdidas se considera la razón entre el área efectiva en ese instante asociado a las pérdidas del coseno de cada heliostato (η_{cos_i}) y el área total de espejos como se describe en la Ecuación 2.

$$\eta_{cos} = \frac{\sum_{i=1}^n \eta_{cos_i} A_i}{\sum_{i=1}^n A_i} \tag{2}$$

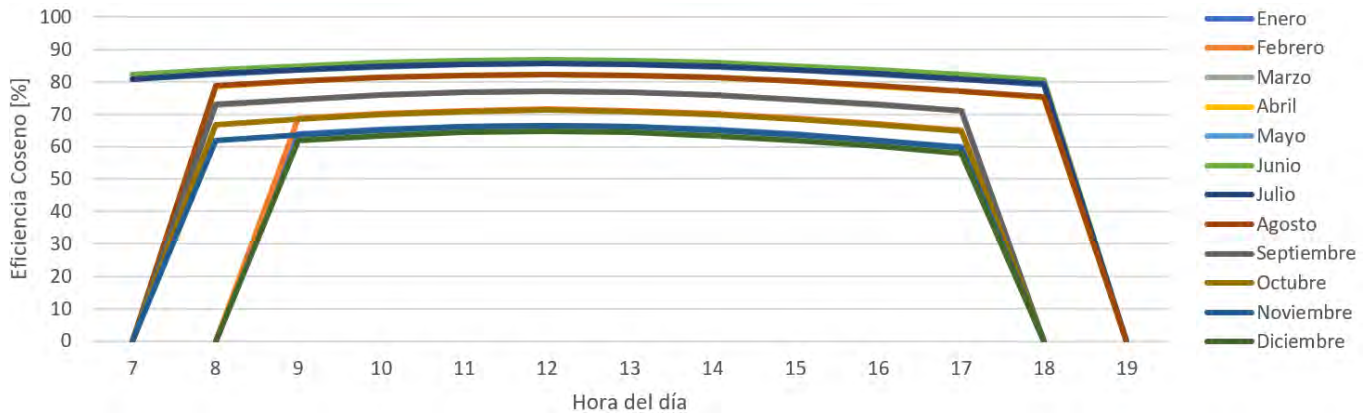


Figura 8. Eficiencia de coseno mensual a lo largo del día.

Dado a ello las eficiencias más favorables a lo largo del año van como máximos de 62% a 65%, así como se muestra en la Tabla 4 donde se observa la eficiencia promedio que se presenta por día en cada mes del año, correspondiendo que en épocas de verano son los valores más significativos de eficiencia, teniendo a junio como el mes más alto en porcentaje.

Tabla 4 Eficiencia promedio por día a lo largo del año.

Mes del año	Eficiencia promedio por día (%)	Mes del año	Eficiencia promedio por día (%)
Enero	52.6	Julio	64.6
Febrero	58.0	Agosto	63.6
Marzo	62.7	Septiembre	62.9
Abril	63.5	Octubre	56.4
Mayo	64.6	Noviembre	50.8
Junio	65.1	Diciembre	50.3

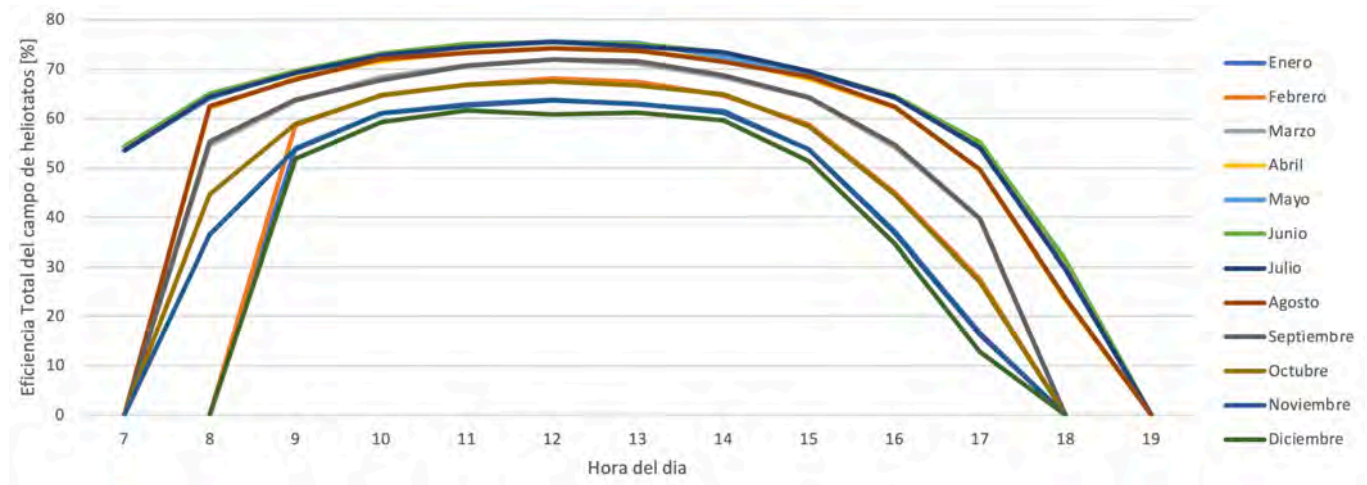


Figura 9. Gráfica de eficiencia total mensual a lo largo del día

La tabla anterior es un valor promedio por día, sin embargo las eficiencias son instantáneas como se visualiza en la Figura 9, donde se aprecia la eficiencia total para cada hora a lo largo del día, el comportamiento fue bastante favorable para el periodo de 12 a 15 horas con eficiencias significativas en lo que corresponde verano y cabe señalar que las pérdidas más importantes vienen de las pérdidas por el coseno, a pesar de tener el área disponible limitada y casi en totalidad sin espacios por llenar, las pérdidas por sombras son muy pocas en horas cercanas al medio día.

Conclusiones

El presente trabajo se enfocó en la evaluación de eficiencias para una razón 1:1 dado que en una ubicación en particular es altamente probable que, si el área es fija y limitada, la razón de la distribución también este predefinida, es por eso que solo se hicieron simulaciones para diferentes posiciones del objetivo con una razón a manera de ejemplificar como se procedería una vez que se tenga dicha proporción. Haciendo ver la utilidad de la metodología implementada donde simplemente cambiando la posición del objetivo podemos tener un incremento en energía concentrada de 8% sin necesidad de cambiar la infraestructura o cantidad de los heliostatos.

La evaluación del desempeño en distintas distribuciones de los espejos para el área disponible en este caso de estudio fue el punto de partida. Teniendo en cuenta que existen una gran cantidad de variables que nos permite manipular este tipo de sistemas y los diferentes escenarios que generan entre ellos. No obstante, las simulaciones nos permitirán tomar decisiones más informadas, y hacer mejor uso de los recursos.

En particular se mostró como un área de 75 m² puede concentrar en promedio 100 kWh de energía diarios a lo largo de todo el año con 72 espejos de medio metro cuadrado cada uno.

Como trabajo futuro se pueden refinar las simulaciones a intervalos de tiempo más pequeños para todos los días del año para cuantificar a mayor detalle la variación de energía concentrada durante el año. De igual manera se puede jugar con la altura del objetivo para ver el impacto que tiene este parámetro sobre las pérdidas de coseno, que como se pudo observar son las más significativas en el campo analizado.

Agradecimientos

Agradecemos el apoyo brindado por el Fondo Institucional de Fomento Regional para el Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación FORDECYT-PRONACES a través de la propuesta 315166. Al Programa de Apoyo a la Investigación Científica y Tecnológica. (PAICYT-IT1800-21). Agradecemos a la empresa Umbral Energía S.A.P.I. de C.V.

Bibliografía

Hayat, H. M. A., Hussain, S., Ali, H. M., Anwar, N., & Iqbal, M. N. (2020). Case studies on the effect of two-dimensional heliostat tracking on the performance of domestic scale solar thermal tower. *Case Studies in Thermal Engineering*, 21, 100681.

-
- Delgado Carreño, O. R., (2019), Metodología para la evaluación del desempeño anual de sistemas de concentración de energía solar, Tesis de Maestría, Universidad Autónoma de Nuevo León.
- Delgado Carreño, O. R., García-Lara, H. D. Gutiérrez, A., Ramirez, C., (2018), Ray Tracing Method for the Evaluation of Yearly Performance of a Solar Thermal Concentrator. *EuroSun 2018 Conference Proceedings*. doi:10.18086/eurosun2018.10.04.
- Duffie J.A. y Beckman W.A. (1980). *Solar Engineering of Thermal Processes*, Wiley Interscience, New York, USA.
- Lambda Research Corporation. (2017) TracePro User's Manual. Edición 7.8.
- Les, I., Mutuberría, A., Schöttl, P., Nitz, P., Leonardi, E., Pisani, L. (2018). Optical performance comparison between heliostat field generation algorithms. *AIP Conference Proceedings* 2033, 040020; doi:10.1063/1.5067056
- Su, z., Gu, S., Vafai, K., (2017). Modeling and simulation of ray tracing for compound parabolic thermal solar collector. *International Communications in Heat and Mass Transfer*. 87, 169-174. doi:10.1016/j.icheatmasstransfer.2017.06.021.
- Waghmare, A., Gulhane, N., (2016). Design and ray tracing of a compound parabolic collector with tubular receiver. *Solar Energy*. 137(1), 165-172 Doi: 10.1016/j.solener.2016.08.009.