

MODELO DE CÁLCULO DE IRRADIANCIA CONSIDERANDO SOMBREADO PARA CAMPOS DE COLECTORES SOLARES

MODEL OF IRRADIANCE CALCULATION CONSIDERING SHADING FOR SOLAR COLECTOR FIELDS

Santiago Sánchez Carbajal

Universidad Panamericana
santiagoscarbajal@gmail.com

Pedro Manuel Rodrigo Cruz

Universidad Panamericana
prodrigo@up.edu.mx

Resumen

En campos de colectores solares, bien sean fotovoltaicos o de colectores solares térmicos, existen siempre pérdidas de energía debido al autosombreado entre filas paralelas de colectores. Esto añade cierta complejidad a la hora de optimizar el diseño de las plantas o de predecir la energía que generarán. En este artículo se desarrolla un modelo de cálculo de irradiancia considerando el sombreado para campos de colectores solares montados en terreno horizontal, con filas paralelas de colectores de idéntica anchura. Para el modelo se utilizan datos de irradiancia y temperatura de un año típico de Aguascalientes, México, generado a partir de datos registrados durante 10 años por una estación meteorológica en intervalos de 10 minutos. Se presentan resultados del modelo aplicado a Aguascalientes con topologías de plantas típicas y se comparan con cálculos estándar de irradiancia que no consideran el efecto del sombreado. Aplicando la regla del solsticio de invierno para obtener la separación entre filas de colectores, se han calculado unas pérdidas anuales de energía incidente del 0.54% debidas al efecto de sombreado.

Palabras Claves: Cálculo de irradiancia, energía solar, sombreado.

Abstract

In solar collector fields, either photovoltaic or solar thermal fields, there are always energy losses due to self-shading between parallel rows of collectors. This implies

more complexity when optimizing the plant design or when predicting the harvested energy. In this paper, we develop a model for calculating the irradiance considering shading for solar collector fields installed on a horizontal land with parallel collector rows of the same width. The model uses irradiance and temperature data of a typical year for Aguascalientes, Mexico, generated from data registered during 10 years at a meteorological station in 10-minute intervals. We present results of the model applied to Aguascalientes with typical plant topologies and we compare against standard irradiance calculations that do not consider the effect of shading. Using the winter solstice rule to get the spacing between rows of collectors, annual energy losses of 0.54% have been calculated due to the shading effect.

Keywords: *Irradiance calculation, shading, solar energy.*

1. Introducción

El diseño, optimización y predicción de energía en plantas de colectores solares (tanto fotovoltaicos como térmicos) no sólo se enfrenta a las dificultades de variabilidad del recurso solar, sino que existen diferentes factores que afectan a la operación real de este tipo de sistemas. Entre ellos pueden citarse la deposición de suciedad sobre las superficies colectoras, o el problema del sombreado. Estos factores son responsables de que las predicciones de energía realizadas mediante métodos convencionales resulten optimistas y alejadas del comportamiento real. En este artículo se desarrolla un modelo de cálculo de irradiancia considerando uno de estos factores, el autosombreado entre filas de colectores.

En la literatura científica, se han propuesto diferentes modelos para el cálculo de las pérdidas de energía por sombreado en campos de colectores solares. Los autores suelen utilizar estos modelos para optimización de las plantas, por ejemplo, para obtener la orientación e inclinación óptima del campo de colectores, o para obtener la distancia óptima de separación entre filas de colectores. Algunos de estos trabajos se resumen a continuación:

En [Groumpos, 1987], se analizó la sombra generada por una fila de colectores sobre la fila siguiente, considerando la posibilidad de variar la anchura de las filas y la orientación de los colectores. Se desarrolló un algoritmo para calcular el factor de

sombreado de cada fila, incluyendo algunos casos de sistemas con seguimiento solar.

En [Cooper, 2016], se generó un algoritmo basado en vectores para azoteas con pendiente constante y orientación de los colectores variable, que optimiza la distancia entre filas de colectores basándose en una regla bajo la condición del solsticio de invierno.

En [Elsayed, 1991], los autores proponen un algoritmo que calcula el factor de sombreado para un arreglo de múltiples líneas, permitiendo que las líneas tengan diferente ancho. No se presenta optimación en distancia entre filas.

En [Weinstock, 2004], el problema con el dimensionamiento fotovoltaico es presentado como un problema de optimación con restricciones. Se proponen múltiples funciones objetivo como energía máxima incidente anual, superficie mínima, costos de planta mínimos y costo mínimo por unidad de energía producida. La metodología general fue aplicada a múltiples casos específicos en donde diversos parámetros de optimación fotovoltaica fueron aplicados, incluyendo la separación entre filas.

En [Awad, 2016] se propuso un sistema analítico jerárquico para ordenar los factores decisivos y así poder determinar la inclinación óptima y la separación entre filas para azoteas planas en climas fríos. El costo de capital y el periodo de amortización de la inversión son considerados. Para efectos de cálculo de sombreado se consideraron los días 21 de cada mes.

Al analizar los modelos de cálculo de irradiancia bajo sombreado existentes en la literatura, se pudo observar que ninguno de ellos utiliza una notación normalizada. Mediante una notación normalizada es posible analizar escenarios de configuración de plantas más generales que con una notación convencional. Por ejemplo, es preferible utilizar en estos modelos la distancia libre entre dos filas de colectores normalizada a la altura de los colectores, que en su lugar la distancia libre entre dos filas de colectores sin normalizar. Mediante la primera opción, dando solo valor al parámetro, se estará analizando una gran diversidad de plantas con diferente altura de colectores, mientras que mediante la segunda opción se requiere dar diferentes valores al parámetro para analizar diferentes escenarios de altura de colectores.

En este artículo se desarrolla un modelo de cálculo de irradiancia bajo condiciones de autosombreado entre filas de colectores válido para campos de colectores (fotovoltaicos o térmicos) montados sobre terreno horizontal y con filas paralelas de idéntica anchura. El modelo tiene la ventaja de utilizar notación normalizada frente a los modelos existentes en la literatura.

Aunque el modelo puede aplicarse a cualquier localización donde existan datos disponibles de irradiancia solar y temperatura, en este artículo se aplica al caso concreto de Aguascalientes, México. Para ello, se ha generado una serie representativa del clima típico de Aguascalientes, a partir de 10 años de medidas registrados por una estación meteorológica ubicada cerca del centro de la ciudad. La utilización de un año climatológico típico generado a partir de datos reales otorga más precisión a los resultados que la utilización meramente de valores medios mensuales como los que ofrecen las bases de datos meteorológicas en línea, basadas en imágenes de satélite, como por ejemplo la base de datos de NASA SSE [NASA, 2008], entre otras.

2. Métodos

Datos meteorológicos

El estudio está basado en los datos de irradiancia global horizontal (G_{hor}) y temperatura ambiente (T_{amb}) registrados por una estación meteorológica situada cerca del centro de la ciudad de Aguascalientes (21.9°N, -102.3°E), tomando como datos desde diciembre 2005 hasta abril 2015 con intervalos de 10 minutos para cada medida. Este gran volumen de datos fue procesado para obtener el año meteorológico típico de la ciudad de Aguascalientes. El proceso de generación del año típico consistió en calcular la irradiación global horizontal para cada mes tomando los datos de cada mes de la base de datos y calcular el promedio de irradiación mensual horizontal para cada mes (enero, febrero, etc...); después de eso se buscó el mes en la base de datos que más se asemeja al promedio de irradiación mensual horizontal. Este mes es seleccionado como uno de los meses del año típico meteorológico. Como resultado se tomaron 12 meses de diferentes años para representar el año meteorológico típico de la ciudad.

Para poder asegurar que los datos generados para el año meteorológico de la ciudad representan verazmente las condiciones climatológicas de la región, se validaron los histogramas de G_{hor} y T_{amb} comparando los datos generados con la base de datos de 10 años. Estos histogramas se muestran en la figura 1. Como se puede observar hay muchas similitudes entre los histogramas del año típico generado y el histórico de 10 años. Por lo tanto, se pueden utilizar los datos generados como una representación veraz del clima de Aguascalientes. De hecho, éste es un aspecto relevante del estudio realizado, ya que se basó cada simulación tomando en cuenta el año típico con intervalos de 10 minutos, mientras que muchos autores hacen este tipo de cálculos usando valores en intervalos de una hora, muy a menudo a partir de valores promedio mensuales tomados de una base de datos en línea. Por lo tanto, los datos meteorológicos presentados son mucho más precisos que los que se usan regularmente en la literatura.

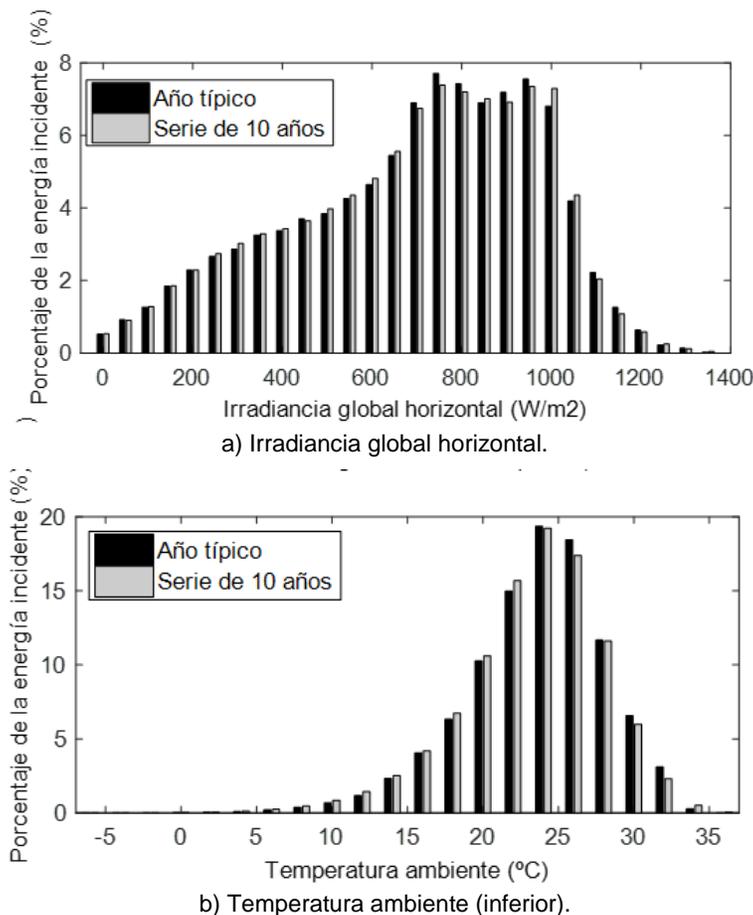


Figura 1 Histogramas anuales entre el año típico generado y base de datos 10 años.

Las entradas para el modelo de cálculo de irradiancia son la irradiancia difusa horizontal (D_{hor}) y la irradiancia directa horizontal (B_{hor}). Estos datos no son directamente proporcionados por la base de datos meteorológica, y por esta razón fueron calculados mediante la correlación entre la fracción difusa y el índice de claridad de Iqbal [Iqbal, 1983]. Los detalles del cálculo se pueden leer en la contribución [Rodrigo, 2016].

Cálculos de irradiancia considerando autosombreado entre filas

Los ángulos básicos que determinan la posición de los colectores solares y el sol se encuentran definidos en la figura 2. Para el posicionamiento de los colectores solares se muestran la orientación (α) y la inclinación del módulo (β) ($\alpha = 0^\circ$ significa que el colector solar está mirando directamente al ecuador). Para posicionamiento del sol se necesitan el azimut (ψ) y la elevación (γ) ($\psi = 0^\circ$ significa que el sol viene desde el ecuador).

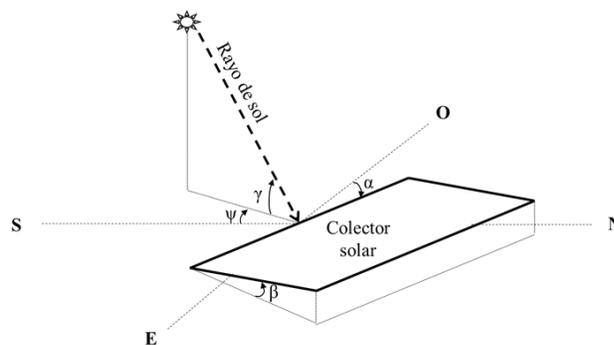


Figura 2 Ángulos que definen la posición del sol y del arreglo fotovoltaico.

Las magnitudes mostradas en la figura 3, se usan para poder considerar sombreado creado entre filas. La distancia libre entre dos filas adyacentes se denomina como d . Este valor, en conjunto con la inclinación β y la altura del colector l , son los responsables de definir la separación entre las filas. Has que mencionar que la altura del colector puede variar ya que se pueden colocar varias líneas de colectores coplanarmente, y no necesariamente tiene que ser la altura de un solo colector solar. La separación entre filas se obtiene mediante $l \cos \beta + d$, como se muestra en la figura. L y W son el largo y el ancho de la planta respectivamente.

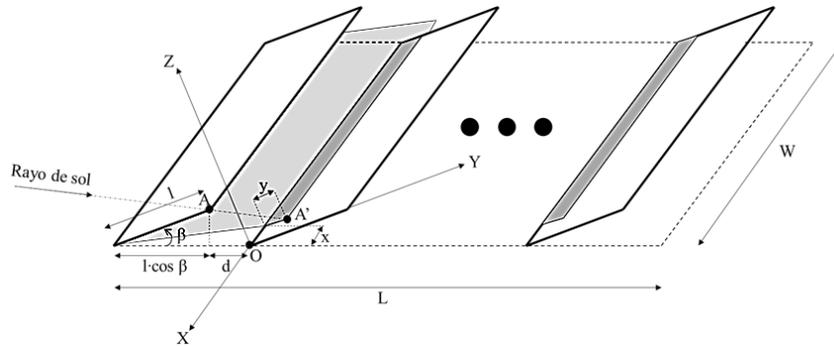


Figura 3 Cálculos geométricos para autosombreado entre filas de colectores solares.

Para obtener el rectángulo sombreado en una fila causado por la fila anterior, las coordenadas del punto A' en la referencia OXYZ son necesarias. El punto A' es la intersección de la línea paralela a la dirección de los rayos solares y que pasa por el punto A (el punto que se encuentra en la esquina superior de la fila anterior) con el plano de fila sombreada. Esta intersección se puede expresar matemáticamente según la ecuación 1.

$$\begin{bmatrix} x \\ y \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ l \\ 0 \end{bmatrix} - R_2 \begin{bmatrix} 0 \\ l \cos \beta + d \\ 0 \end{bmatrix} + \lambda R_2 R_1 \begin{bmatrix} 0 \\ \cos \gamma \\ -\sin \gamma \end{bmatrix} \quad (1)$$

Donde R_1 y R_2 son las siguientes matrices de rotación descritas en las ecuaciones 2 y 3.

$$R_1 = \begin{bmatrix} \cos(\psi - \alpha) & \sin(\psi - \alpha) & 0 \\ -\sin(\psi - \alpha) & \cos(\psi - \alpha) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$R_2 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos \beta & \sin \beta \\ 0 & -\sin \beta & \cos \beta \end{bmatrix} \quad (3)$$

Las tres expresiones en la ecuación 1, contienen tres incógnitas: x , y y λ . Resolviendo la tercera expresión se puede determinar λ como se indica en la ecuación 4.

$$\lambda = \frac{\frac{l \cos \beta + d}{\cos \gamma}}{\cos(\psi - \alpha) + \frac{\tan \lambda}{\tan \beta}} \quad (4)$$

El signo del parámetro λ indica si el sol proviene de la parte frontal de los colectores ($\lambda > 0$) o de la parte posterior ($\lambda \leq 0$). La condición $\lambda > 0$ es equivalente a $\cos(\psi - \alpha) + \frac{\tan\gamma}{\tan\beta} > 0$. Resolviendo la primera y segunda expresión en la ecuación 1 se pueden determinar tanto x como y de manera similar.

En este estudio, se utiliza notación normalizada para poder realizar los análisis de la manera más general posible. Se usarán las siguientes variables normalizadas a la altura del colector l : $d/l, W/l, x/l, y/l$. El objetivo del análisis de sombreado es obtener dos factores de sombreado: f_{s1} (factor de sombreado para la primera fila de la planta) y f_{s2} (factor de sombreado para las filas subsecuentes de la planta). El factor de sombreado representa el porcentaje de área sombreada respecto al área total de la fila. Usando la notación normalizada, estos porcentajes de sombreado pueden ser calculados mediante el algoritmo definido las ecuaciones 5.

$$\lambda_0 = \cos(\psi - \alpha) + \frac{\tan\gamma}{\tan\beta}$$

$$\text{If } \lambda_0 \leq 0 \text{ then } f_{s1} = f_{s2} = 1$$

$$\text{Else } \left[\begin{array}{l} f_{s1} = 0 \\ \frac{x}{l} = \left(\cos\beta + \frac{d}{l} \right) \frac{\text{sen}(\psi - \alpha)}{\lambda_0} \\ \frac{y}{l} = 1 - \left(\cos\beta + \frac{d}{l} \right) \frac{\tan\gamma}{\lambda_0 \text{sen}\beta} \\ \text{If } \frac{y}{l} \leq 0 \text{ then } f_{s2} = 0 \\ \text{Elseif } \left(\frac{x}{l} \leq -\frac{W}{l} \right) \text{OR} \left(\frac{x}{l} \geq \frac{W}{l} \right) \text{ then } f_{s2} = 0 \\ \text{Else } f_{s2} = \left(1 - \frac{|x/l|}{W/l} \right) y/l \end{array} \right] \quad (5)$$

Los factores de sombreado se utilizarán para corregir la irradiancia directa incidente en las filas de colectores solares. La irradiancia difusa y de albedo debe ser calculada partiendo de la irradiancia horizontal difusa y la global horizontal respectivamente aplicando las llamadas correcciones de “factores de vista de cielo”. Podemos distinguir dos factores de vista de cielo: F_{sky1} (para la primera fila de la planta) y F_{sky2} (para las filas subsecuentes). Estos factores pueden ser calculados mediante las expresiones propuestas en [Maor, 2012] según ecuaciones 6 y 7.

$$F_{sky1} = \frac{1 + \cos\beta}{2} \quad (6)$$

$$F_{sky2} = \frac{1 + \cos\beta + \frac{d}{l} - \sqrt{\text{sen}^2\beta + \left(\frac{d}{l}\right)^2}}{2} \quad (7)$$

A partir de estos factores de vista de cielo, se pueden calcular tanto la irradiancia difusa (D_i) y de albedo (A_i) en las filas de colectores tal y como se indica en las ecuaciones 8 a 11 (tomando en cuenta que se hace la distinción entre fila 1 con el subíndice “1” y la segunda y subsecuentes filas con el subíndice “2”):

$$D_1 = F_{sky1}D_{hor} \quad (8)$$

$$D_2 = F_{sky2}D_{hor} \quad (9)$$

$$A_1 = \rho G_{hor}(1 - F_{sky1}) \quad (10)$$

$$A_2 = \rho G_{hor}(1 - F_{sky2}) \quad (11)$$

Donde ρ es el coeficiente de albedo. Está fijado a 0.2 en el presente estudio ya que se está considerando un entorno urbano. La irradiancia directa incidente sobre los colectores (antes de ser corregida con el sombreado), B , se puede calcular a partir de la irradiancia directa horizontal B_{hor} según la ecuación 12.

$$B = B_{hor} \frac{\cos\theta_n}{\cos(90^\circ - \gamma)} \quad (12)$$

Donde θ_n es el ángulo de incidencia de los rayos solares respecto a la normal de los colectores, el cual puede obtenerse mediante relaciones trigonométricas. Finalmente, la irradiancia global incidente sobre las filas de colectores considerando las áreas sombreadas, G_1 y G_2 , se pueden calcular mediante ecuaciones 13 y 14.

$$G_{s1} = (1 - f_{s1})B + D_1 + A_1 \quad (13)$$

$$G_{s2} = (1 - f_{s2})B + D_2 + A_2 \quad (14)$$

La irradiancia global promedio de la planta completa (G_s) puede ser obtenida considerando el número de filas que la componen (N_r), según la ecuación 15.

$$G_s = \frac{G_s + (N_r - 1)G_{s2}}{N_r} \quad (15)$$

Donde N_r se puede expresar como una función de las magnitudes normalizadas que definen la planta de colectores (ecuación 16).

$$N_r = \frac{\frac{W}{L}}{\frac{W}{L} (\cos\beta + \frac{d}{L})} \quad (16)$$

W/L es el ratio de aspecto de la planta o la relación entre el ancho y el largo de la planta. Con este procedimiento G_s puede ser obtenido para cada intervalo de tiempo. El cálculo de la irradiación global anual incidente sobre la planta de colectores en kWh/(m² año), H_s , puede hacerse mediante la sumatoria descrita en la ecuación 17.

$$H_s = \frac{\sum_i G_{si} \Delta t}{1,000} \quad (17)$$

Donde Δt es el periodo de tiempo empleado para calcular la irradiancia (1/6 hr para este estudio).

3. Resultados

El modelo desarrollado permite analizar una gran variedad de configuraciones de plantas, ajustando los parámetros $\alpha, \beta, d/l, W/l$ y W/L . Para el presente estudio se han utilizado los valores de parámetros mostrados en la tabla 1. Estos valores pueden considerarse representativos de plantas típicas en Aguascalientes, tal y como se discute a continuación.

Tabla 1 Parámetros del modelo utilizados en el estudio.

Parámetro	Valor	Unidad
α	0	°
β	20	°
d/l	0.3864	Adim.
W/l	20	Adim.
W/L	1	Adim.

La orientación óptima de los colectores solares para maximizar la captura de energía anual es $\alpha=0^\circ$ (colectores orientados hacia el ecuador, en este caso, hacia

el Sur geográfico). En cuanto al valor de β , se ha establecido una inclinación de los colectores de 20° , coincidente con el ángulo de inclinación típico de las estructuras que se comercializan en la región. Este ángulo es cercano al óptimo para maximizar la captura de energía anual (que según una regla práctica utilizada por los diseñadores de sistemas, coincide con la latitud del sitio, en este caso 21.88°).

El parámetro d/l representa el pasillo de separación de las filas de colectores normalizado a la altura de los colectores. En la práctica, los diseñadores de sistemas utilizan la regla del solsticio de invierno para calcular este parámetro. Esta regla consiste en calcular el pasillo de separación para que, en el solsticio de invierno, entre las 10:00 am y las 2:00 pm hora solar, no se produzca autosombreado entre filas. Si se verifica esta regla en el solsticio de invierno (día de menor altura solar), la situación en el resto de días del año será aún más favorable. Mediante la regla del solsticio de invierno aplicada a Aguascalientes, se obtiene un valor $d/l = 0.3864$, que es el que se utiliza en el presente estudio.

Finalmente, se ha simulado una planta con $W/l = 20$, lo cual significa que la anchura de cada fila es 20 veces mayor que la altura de los colectores, situación que podría considerarse representativa de una planta de pequeño-mediano tamaño. El ratio de aspecto de la planta se ha establecido en $W/L = 1$, por lo que se están simulando plantas con forma geométrica cuadrada (anchura de la planta igual a su longitud).

El modelo desarrollado permite diferenciar entre el factor de sombreado de la primera fila (f_{s1}) y el de la segunda fila y siguientes (f_{s2}). En las figuras 4 y 5 se muestran los factores de sombreado f_{s1} y f_{s2} para el solsticio de invierno y el solsticio de verano respectivamente, considerando las primeras horas del día, desde algo antes del amanecer hasta el mediodía solar.

En la figura 4, relativa al solsticio de invierno que es la condición anual más desfavorable en cuanto a sombreado, puede verse que la primera fila nunca se encuentra sombreada. Sin embargo, la segunda y siguientes filas muestran un nivel de sombreado decreciente, desde el amanecer que tiene lugar algo después de las 6:30 am hora solar, hasta aproximadamente las 10:00 am hora solar, momento en que el sol se eleva lo suficiente como para no causar sombreado.

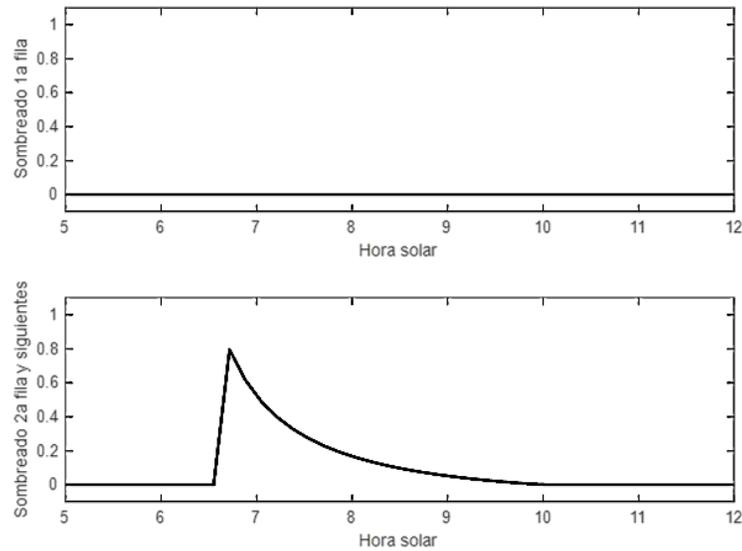


Figura 4 Factores de sombreado en solsticio de invierno durante primeras horas del día.

En la figura 5, relativa al solsticio de verano, puede observarse un comportamiento interesante, tanto en la primera fila como en la segunda y siguientes. Puede verse que aproximadamente entre el amanecer (5:15 am hora solar) y las 6:00 am hora solar, los colectores se encuentran 100 % sombreados, mientras que el resto del día no existe ningún tipo de sombreado. Esto es debido a que en el solsticio de verano el sol sale por el cuadrante Noreste y, por lo tanto, en los primeros momentos del día, los rayos solares llegan de espaldas a los colectores. Esta situación se corrige después de las 6:00 am, cuando el sol alcanza suficiente altura como para enviar sus rayos de frente a los colectores.

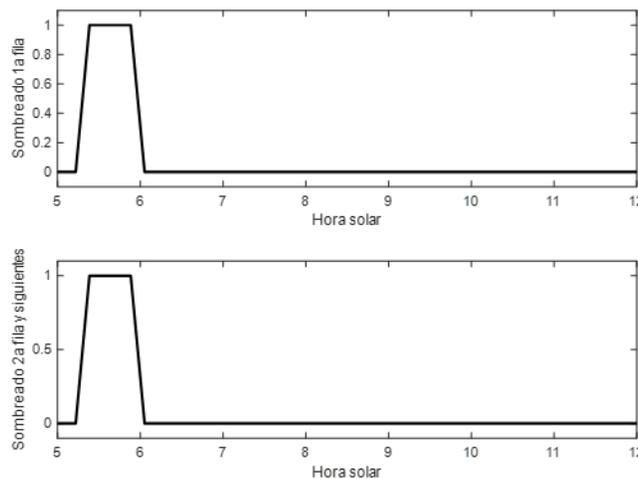


Figura 5 Factores de sombreado en solsticio de verano durante primeras horas del día.

Resulta interesante analizar con el modelo las pérdidas de irradiación mensuales debidas al autosombreado entre filas para las plantas típicas en Aguascalientes. Estos resultados se presentan en la figura 6. En esta figura puede observarse que la diferencia entre la irradiación incidente considerando un sistema ideal sin sombras y la irradiación incidente considerando sombreado es bastante pequeña. Esto quiere decir que la regla del solsticio de invierno funciona bien en Aguascalientes, puesto que implica unas pérdidas por sombreado muy reducidas. En la gráfica se observa que en la mayoría de los meses del año las pérdidas por sombreado son despreciables, salvo en los meses de invierno (noviembre, diciembre, enero y febrero), en los cuales puede apreciarse una irradiación incidente con sombreado algo menor que la del caso ideal. La figura 7 resume el porcentaje de pérdidas de irradiación anuales por sombreado en Aguascalientes siguiendo la regla del solsticio de invierno para el cálculo del espaciado entre filas. Como puede verse este porcentaje de pérdidas por sombreado alcanza sólo el 0.54%. Valores inferiores al 1% de pérdidas resultan adecuados para el diseño de las plantas de colectores solares.

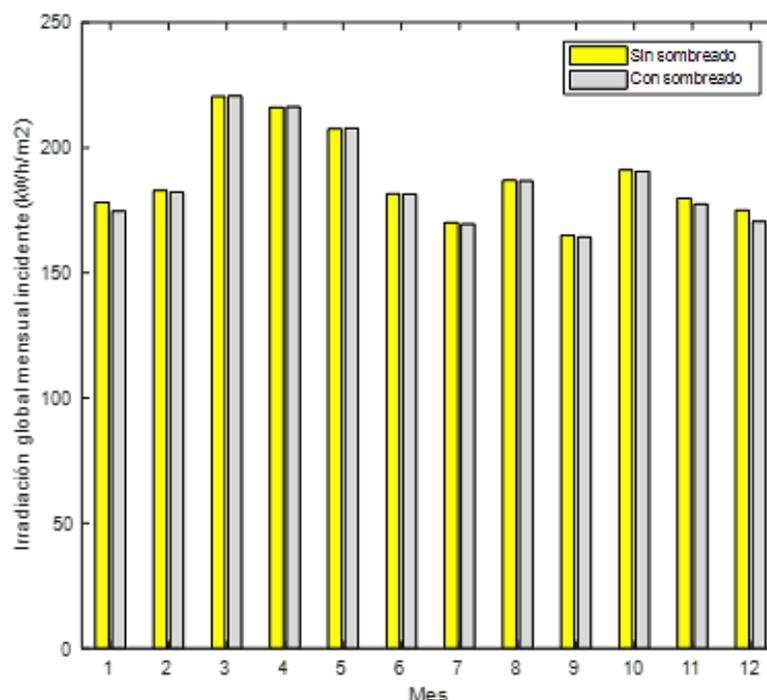


Figura 6 Comparativa mensual de irradiación global incidente sin sombreado y considerando autosombreado entre filas.

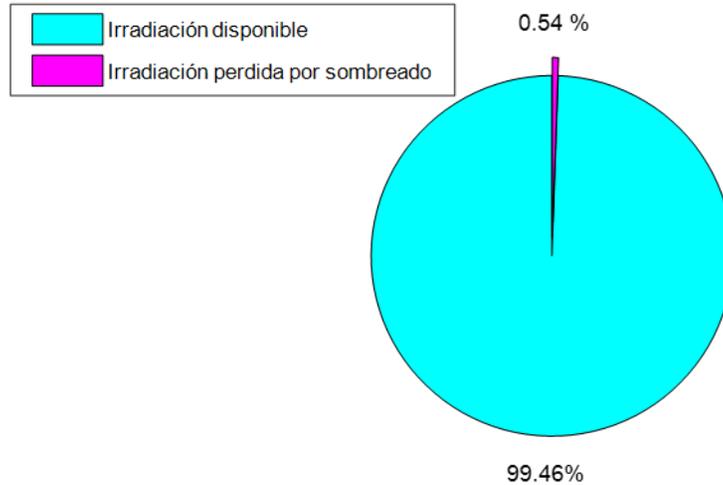


Figura 7 Porcentaje anual de pérdidas de irradiación por sombreado.

4. Discusión

Los valores anteriores ponen de manifiesto que un buen espaciado entre filas de colectores, como el que proporciona la regla del solsticio de invierno, origina un porcentaje de pérdidas por sombreado inferior al 1%. Sin embargo, un mal diseño, con filas excesivamente juntas, podría elevar estos valores de pérdidas más de lo recomendable. Para analizar diferentes espaciados entre filas de colectores, se presenta la figura 8.

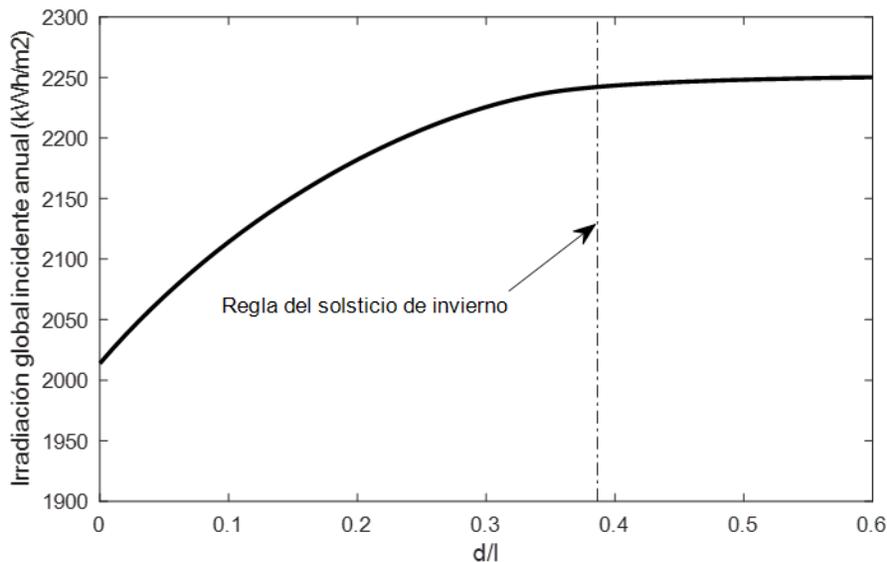


Figura 8 Irradiación global anual incidente sobre los colectores en función del parámetro de separación entre filas d/l .

En figura 8 se ha representado el comportamiento de la irradiación global anual incidente sobre los colectores a medida que se varía el espaciado entre filas, desde $d/l=0.0$ hasta $d/l=0.6$. Puede apreciarse que, para filas de colectores muy juntas, la irradiación incidente decrece de manera importante. La irradiación para el caso extremo, suponiendo que no se deja pasillo libre de separación entre filas ($d/l=0.0$), cae desde aproximadamente $2,250 \text{ kWh/m}^2$ del caso ideal hasta $2,015 \text{ kWh/m}^2$ (es decir, una reducción del 11%). Luego la distancia de separación entre colectores es un parámetro muy importante que debe ser calculado con cuidado durante la fase de diseño de las plantas. En la figura 8 se muestra también el caso de que se verifica la regla del solsticio de invierno, que como puede verse está cercano al caso ideal sin sombreado.

5. Conclusiones

Se ha desarrollado un modelo que permite calcular la irradiancia bajo condiciones de autosombreado entre filas en campos de colectores solares montados sobre terreno horizontal y con filas de idéntica anchura. En este estudio se utilizaron datos climatológicos de radiación y temperatura que representan un año típico de Aguascalientes en intervalos de 10 minutos, si bien el modelo puede utilizarse para otras localizaciones con disponibilidad de datos climatológicos.

Se han realizado simulaciones configurando el modelo para plantas de colectores de pequeño-mediano tamaño con orientación sur e inclinación cercana a la óptima. Entre los resultados se ha podido verificar que, si se utiliza la regla del solsticio de invierno para calcular el espaciado entre filas, las pérdidas por sombreado se mantienen en niveles muy bajos (pérdidas del 0.54%). Sin embargo, también se ha podido simular la influencia del espaciado en las pérdidas por sombreado y se concluye que se deben diseñar con cuidado para evitar excesivas pérdidas.

Aunque no es el propósito del artículo realizar una optimización del espaciado entre filas de colectores, los resultados permiten extraer algunas conclusiones adicionales. Dependiendo de la cantidad de superficie que se tenga disponible, lo más recomendable es usar el método del solsticio de invierno u otro método de optimización más específico. Por ejemplo si se cuenta con superficie suficiente que

esté en condiciones óptimas para la aplicación del sistema de colectores (con un lado orientado completamente hacia el ecuador, la pendiente del techo sea casi cero y con un ratio de aspecto de la planta >1) es recomendable colocar la menor cantidad de filas posibles para aprovechar el menor impacto de sombreado en la primera fila y en caso de tener de todos modos múltiples filas lo más recomendable es aumentar el espaciado entre filas para mitigar el sombreado ocasionado en los meses de invierno en las primeras y últimas horas del día. Sin embargo, no siempre se tienen este tipo de condiciones por lo que, en caso de no contar con suficiente espacio en la azotea, lo más recomendable es aumentar la superficie de captación del sistema sacrificando un poco el espaciado entre filas ya que se obtiene mayor beneficio al aumentar el número de colectores que al optimizar la separación entre ellos para lograr las pérdidas por sombreado del 0.54%.

Los autores agradecen a la Coordinación General del Servicio Meteorológico Nacional (CGSMN) de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) de México por proporcionar los datos meteorológicos utilizados en la investigación. Pedro M. Rodrigo agradece al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) de México por el apoyo económico como miembro del Sistema Nacional de Investigadores.

6. Bibliografía y Referencias

- [1] Awad, H., Gül, M., & Ritter, C. (2016). Solar photovoltaic optimization for comercial flat rooftops in cold regions.
- [2] Cooper, J. K., Sproul, A. B., & Bruce, A. G. (2016). A method to calculate array spacing and potential system size. *Applied energy*, 161(1), 11-23.
- [3] Elsayed, M. M., & Al-Tuki, M. A. (1991). Calculaton of shading factor for collector field. *Solar energy*, 47(6), 413-424.
- [4] Groumpos, P. P., & Khouzam, K. (1987). A generic aproach to the shadow effect of large solar power systems. *Solar Cells*, 22(1), 29-46.
- [5] Iqbal, M. (1983). *An introduction to solar radiation*. Toronto: Academic Press.
- [6] Maor, T., & Appelbaum, J. (2012). View factors of photovoltaic collector systems. *olar Energy*, 6(86), 1701-1708.

- [7] Rodrigo, P. M., Velázquez, R., & Fernández, E. F. (2016). DC/AC conversion efficiency of grid-connected photovoltaic inverters in central Mexico. *Solar Energy*, 139, 650-665.
- [8] Weinstock, D., & Appelbaum, J. (2004). Optimal solar field design of stationary collectors. *Journal of Solar Energy Engineering*, 126(3), 898-905.