

Una aproximación para el cálculo de las curvas características I – V y P – V en arreglos BIPV

An approach for the calculation of characteristics I – V and P – V curves in BIPV arrays

Luz Adriana Trejos Grisales¹  

¹ Escuela de Ingeniería Electromecánica, Facultad Seccional Duitama, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Duitama, Boyacá, Colombia.

Resumen

Objetivo: El objetivo principal de este trabajo es obtener un procedimiento basado en relaciones matemáticas y geométricas para calcular la radiación y el efecto de las sombras en superficies verticales y obtener perfiles para analizar arreglos BIPV instalados en dichas superficies en términos de las curvas I – V y P – V.

Metodología: El enfoque propuesto consta de tres etapas. La primera se centra en el estudio del comportamiento solar para calcular la información necesaria para estimar los componentes de radiación en superficies verticales. La segunda se centra en el análisis del efecto de las sombras de los objetos cercanos a la superficie vertical. La tercera en el cálculo de las curvas I – V y P – V de un arreglo BIPV.

Resultados: Se desarrolló un método para el cálculo del comportamiento de la radiación y el análisis de sombras en superficies verticales, en el contexto de soluciones BIPV, con el fin de obtener las curvas I – V y P – V de un arreglo BIPV. La solución se implementó en Matlab®, pero puede extenderse a otras plataformas para un uso más generalizado.

Conclusiones: La solución propuesta permitió obtener las curvas I – V y P – V de un arreglo BIPV de estudio, basándose en el análisis de radiación y sombras de la superficie vertical. Los resultados se compararon con una simulación en el software BIMSolar.

Palabras clave: arreglo BIPV, superficie vertical, componentes de radiación, sombra, curvas arreglo PV.

Abstract

Objective: The main objective of this work is to obtain a procedure based on mathematical and geometry relationships to calculate the radiation and shadows effect in vertical surfaces and obtain profiles for analyzing BIPV arrays installed on the vertical surface in terms of the I – V and P – V curves.

Methodology: The proposed approach has three stages. The first is oriented to the study of Sun behavior in order to calculate the required information for estimating the radiation components for vertical surfaces. The second stage is oriented to analyze the effect of shadows of object in the neighborhood of the vertical surface. The third stage is oriented to the calculation of the I – V and P – V curves of a BIPV array.

Results: An approach for the calculation the radiation behavior and shadow analysis for vertical surfaces in the context of BIPV solutions was developed to obtain the I – V and P – V curves of a BIPV array. The solution was implemented in Matlab® but it can be extended to other platforms for a more generalized used.

Conclusions: The proposed solution allowed to obtain the I – V and P – V curves of a study case BIPV array based on the radiation and shadow analysis of the vertical surface. Results were compared with simulation in BIMSolar software. The percentage of area affected by shading calculated by using the proposed solution differs 1.9 % from BIMSolar results

Keywords: BIPV array, vertical surface, radiation components, shadow, PV array curves.

¿Cómo citar?

Trejos Grisales LA. Una aproximación para el cálculo de las curvas características I – V y P – V en arreglos BIPV. Ingeniería y Competitividad, 2026, 28(1) e-21215413

<https://doi.org/10.25100/iyv.v28i1.15413>

Recibido: 8/11/25

Revisado: 23/01/23

Aceptado: 13/03/26

Online: 20/03/26

Correspondencia

luz.trejos@uptc.edu.co



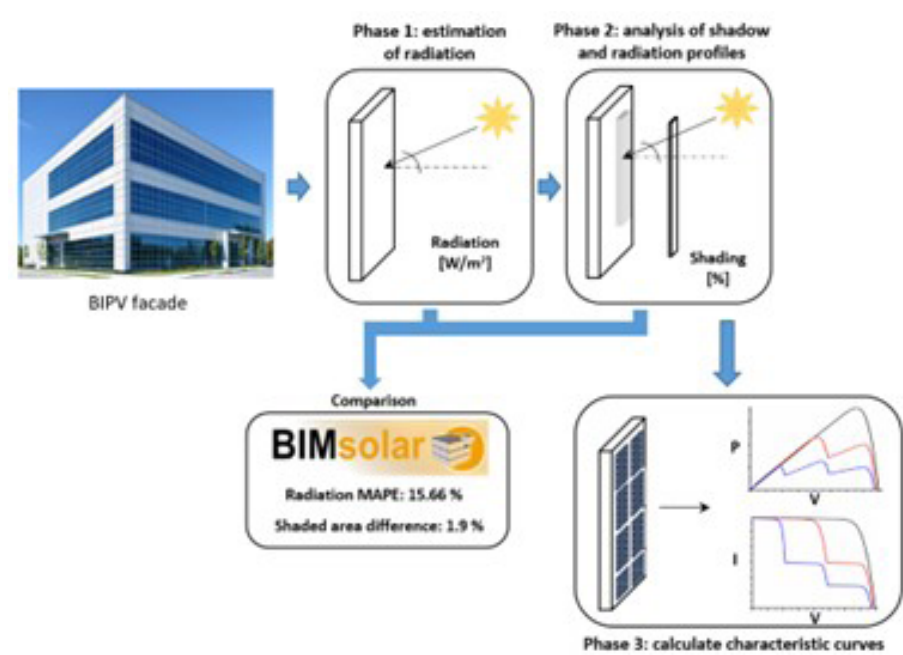
¿Cuáles fueron los hallazgos más relevantes?

El comportamiento y la radiación solar se caracterizaron mediante un conjunto de ecuaciones; el efecto de la sombra se representó analizando las características básicas de un objeto que rodea la superficie vertical estudiada. Los parámetros solares, como la altitud y el acimut solar, se compararon con el software BIMSolar, obteniendo un MAPE del 15,51 %. La radiación también se estimó con un MAPE del 15,66 %. El procedimiento permitió obtener el perfil de radiación para calcular las curvas I-V y P-V de un caso de estudio de BIPV.

¿Qué aportan estos hallazgos?

El enfoque propuesto se implementó en Matlab®, pero puede extenderse a otras plataformas. De esta manera, la solución puede utilizarse incluso en dispositivos embebidos para el control de convertidores CC-CC. La solución propuesta puede servir de modelo base para futuros desarrollos que permitan mejorar la comprensión de las soluciones BIPV sin necesidad de herramientas de software comerciales, contribuyendo así al desarrollo de nuevas soluciones en sistemas fotovoltaicos.

Graphical Abstract



Introducción

La generación de energía utilizando paneles solares ha crecido significativamente en los últimos años, consolidándose como una opción competitiva para afrontar los actuales retos energéticos y medioambientales. Así, la capacidad instalada de energía renovable en 2024 alcanzará los 4443 GW, de los cuales 1866 GW corresponden a energía solar fotovoltaica, lo que representa el 42 % de la mezcla global de energías renovables. Este valor, a su vez, representa el 19 % de la mezcla energética global, incluyendo fuentes no renovables (1).

Debido a los avances actuales en materiales y otros dispositivos asociados a la generación eléctrica en sistemas fotovoltaicos, las aplicaciones fotovoltaicas ya no se limitan a la instalación de paneles en tejados y campos abiertos (parques solares). La construcción de sistemas fotovoltaicos integrados (BIPV) se está convirtiendo en una de las aplicaciones más interesantes hoy en día debido a su alto potencial de uso en entornos urbanos donde la demanda está en constante aumento. Estos sistemas utilizan módulos o paneles fotovoltaicos como componentes estructurales activos de los edificios, por ejemplo: fachadas, ventanas, techos de pasillos, balcones, entre otros. Generalmente se centran en utilizar superficies estructurales que pueden estar expuestas a la radiación solar, manteniendo la coherencia con los requisitos arquitectónicos (2). La Figura 1 muestra algunas de las partes de una estructura de edificio que pueden usarse en soluciones BIPV.

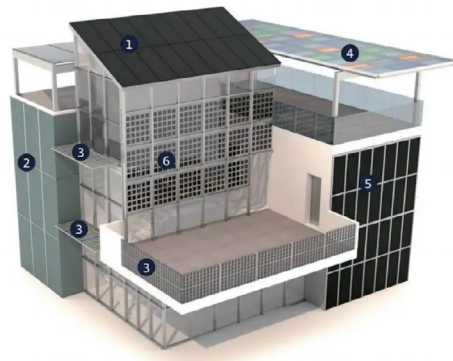


Figura 1. (1) Tejado, (2) Cortina PV contra la lluvia, (3) Paraluz PV, (4) Claraboya PV, (5) Fachada PV, (6) Pared PV. Adoptado de (3).

Según (4) Las soluciones BIPV se han desarrollado con mayor fuerza en Europa. En particular, Italia reporta la mayor capacidad instalada para este tipo de sistema, con más de 2,5 GW; Esto se ha aprovechado en gran medida de los sistemas arancelarios implementados por el gobierno del país, que resultan atractivos para los usuarios. Otros países como Países Bajos, Austria y Australia han informado de valores de capacidad instalada entre 29 MW y 0,15 GW. En España, Suecia y Finlandia, los valores se han reportado entre 0,08 GW y 2,64 GW. Por otro lado, en Asia, especialmente en China y Japón, se han desarrollado proyectos BIPV, especialmente en el sector comercial, con potencias de hasta 235 kW (5). En el momento de redactar este artículo, no se disponía de datos específicos sobre la capacidad instalada en las Américas. Sin embargo, cabe destacar que un estudio realizado en Canadá en 2006 mostró un potencial energético de 71,34 TWh que podría generarse

a partir de sistemas BIPV en edificios residenciales, comerciales e institucionales. Actualmente, al menos 50 proyectos BIPV están registrados como BIPV (6). Mientras tanto, en Estados Unidos, el desarrollo de este tipo de proyectos ha sido fomentado mediante diversas estrategias por parte del Departamento de Energía (DOE) (7) y diversos actores en los sectores industrial y comercial que promueven los beneficios de las certificaciones LEED (Liderazgo en Diseño Energético y Medioambiental), que implican deducciones fiscales y visibilidad en el campo de la innovación en eficiencia energética (8). En el caso específico de América Latina, algunos estudios informan de un interés creciente en el tema. Autores en (9) presentar un estudio de un sistema BIPV ubicado en João Pessoa, Brasil; se utilizaron análisis de simulación y experimentales para identificar una generación anual potencial de hasta 81,6 kWh. La obra de (10) presenta un estudio centrado en el potencial energético de un edificio perteneciente a la Universidad Politécnica Salesiana, situada en Guayaquil, Ecuador, considerando el uso de una de las fachadas del edificio como área de estudio. El análisis realizado mediante simulación permitió identificar una generación anual potencial de 6281 kWh.

Uno de los aspectos importantes en las aplicaciones fotovoltaicas en general es la identificación de perfiles de radiación que permiten evaluar el potencial de potencia dada una estructura de matriz de topología. En aplicaciones BIPV esto también es un asunto importante, ya que la posición de los elementos fotovoltaicos difiere de las aplicaciones convencionales; superficies como fachadas, muros y ventanas se colocan perpendicularmente al plano horizontal. Por otro lado, el sombreado parcial puede afectar a la generación de energía. De hecho, los sistemas BIPV podrían ser más susceptibles a esta condición debido a la orientación mencionada de los elementos fotovoltaicos, que podrían estar expuestos a sombras de otros edificios, chimeneas, postes, entre otros. En general, la condición de sombreado parcial está extendida en las zonas urbanas, lo que es el principal foco de aplicación de soluciones BIPV (11), (12). De este modo, el cálculo de perfiles de radiación precisos proporcionaría una estimación adecuada de las características P-V (potencia frente a voltaje) y estimaciones de energía. Se han propuesto diferentes métodos en la literatura para abordar el cálculo de perfiles de radiación o potencial energético en superficies como fachadas. Estos métodos suelen basarse en modelos que representan el comportamiento del Sol mediante ecuaciones, o se basan en el análisis de información proporcionada por herramientas que integran características 3D e información geográfica. En (13) los autores propusieron una solución para estimar el potencial energético en fachadas urbanas basada en un modelo de regresión lineal con información proporcionada por software GIS (sistema de información geográfica), imágenes láser, detección y distanciamiento, o bases de datos LiDAR y meteorológicas. El modelo requiere la creación de características 3D de los edificios, lo cual se realizó utilizando el software ESRI® ArcGIS. Sin embargo, no existe información detallada sobre el procedimiento para estimar la radiación a partir de datos meteorológicos, lo que dificulta la replicación de la solución. Por otro lado, en (14) Los modelos de transposición se utilizan para calcular perfiles de irradiancia para superficies verticales utilizando datos de irradiancia difusa y global de la herramienta PVGIS. Los modelos se basan en ecuaciones de geometría solar como los modelos de Perez y Muneer, que definen expresiones explícitas para el cálculo de la irradiancia. Luego, los autores propusieron una combinación de los modelos. La solución se valida con pruebas experimentales que evidenciaron errores provocados por la complejidad de incluir efectos de sombreado parcial. En (15) el modelo

de Perez también se utiliza para definir las características del comportamiento de la irradiancia para estimar el potencial PV en edificios; el procedimiento propuesto integra la construcción de datos vectoriales para crear modelos 3D y la herramienta de análisis Hillshade del software ESRI® ArcGIS; la herramienta Ladybug también se utiliza para analizar efectos de sombreado parcial. La obra presentada en (16) proporciona un análisis sobre la orientación óptima de las superficies verticales para la captación de PV utilizando un conjunto de ecuaciones para representar el comportamiento del sol y los componentes de irradiancia junto con el paquete Python PVLib y datos de la Base de Datos Nacional de Radiación Solar (NSRDB). Se presentan tres casos de estudio en diferentes ciudades de Colombia que permitieron evidenciar la influencia del lugar; Los efectos de sombreado parcial no se incluyen en el análisis.

Por otro lado, se ha reportado en varios trabajos el uso de herramientas o software informático para simular sistemas BIPV; en (17) se propone un modelo de evaluación para las fachadas en sistemas BIPV. Los autores propusieron el uso de un marco BIM (Building Information Modeling) que integra Rhino para los aspectos estructurales 3D y Grasshopper y Ladybug para el análisis fotovoltaico. El modelo se utiliza para analizar un caso de estudio ubicado en Taiwán y proporciona no solo resultados sobre aspectos energéticos, sino también sobre la evaluación económica. En (18) Las fachadas también se estudian en cuanto a la posible ubicación de paneles para un caso de estudio en Arabia Saudí utilizando el software comercial PVsyst, que permite identificar que la mejor ubicación proporciona el 68% de la demanda energética del edificio. Por otro lado, el trabajo reportado en (19) propuso el uso en redes neuronales para desarrollar un gemelo digital que modele un sistema BIPV para fachadas situadas en Madrid y así predecir la potencia generada; El modelo permite incluir el impacto de las sombras causadas por otros edificios. El modelo presentó errores relativos del 6% al 15% en comparación con mediciones reales. En (12) los autores utilizaron Simulink para analizar efectos de sombreado parcial en tejados y fachadas para sistemas BIPV, incluyendo el estudio de configuraciones como TCT (total-cross-tied); La información sobre radiación se extrajo de bases de datos, aunque los autores no especificaron cuál se utilizó ni la ubicación del caso del estudio. La predicción del potencial energético anual en los sistemas BIPV se aborda en (20); el estudio se realizó para las condiciones climáticas de 15 ciudades de China. La predicción se realizó utilizando Rhino para modelado 3D y EnergyPlus para cálculos energéticos; los resultados permitieron identificar el diferente potencial de las ubicaciones que se les proporcionaron datos útiles primarios para futuros proyectos BIPV. En (21) EnergyPlus también se utilizó para el estudio de edificios de oficinas en China; No se dieron detalles sobre el método de radiación incluido. Sin embargo, los resultados se compararon con pruebas experimentales, lo que permitió identificar estrategias BIPV adecuadas para la implementación de proyectos que integran dispositivos de cubiertas y cortinas solares. Finalmente, la obra presentada en (22) presentó una comparación de 8 herramientas de software aplicadas a un caso real de estudio ubicado en China. El trabajo presentó una forma exhaustiva de los resultados obtenidos por cada herramienta de software y la comparación entre ellas en términos de la energía prevista. Los autores consideraron herramientas de software populares y comerciales como PV*SOL, PVsyst y SAM, y otras orientadas al modelado de edificios, como BIMsolar; Uno de los principales resultados de este trabajo es la identificación de ventajas y desventajas de las herramientas, lo que permite al usuario seleccionar la herramienta adecuada según las necesidades de análisis.

De la revisión bibliográfica se identificó que la estimación y evaluación de perfiles de radiación es un tema de investigación activo en el que se han reportado herramientas como PVGIS, ArcGIS y modelos de geometría solar, y también existe la posibilidad de utilizar herramientas de software como se ha informado en (17) a (22). Sin embargo, las herramientas mencionadas están soportadas por niveles de desarrollo de complejidad media y alta o requieren la compra de una herramienta de software. Por otro lado, el análisis de las curvas P - V para analizar el impacto del sombreado no se aborda completamente ni para la estimación de potencia ni para el desarrollo de estrategias de control para el seguimiento máximo de puntos de potencia. Por ello, este artículo introduce un enfoque para el cálculo de la potencia en matrices BIPV basado en un procedimiento para calcular perfiles de radiación basados en ecuaciones de geometría solar, combinado con una técnica para modelar matrices PV que permite simular la matriz BIPV para obtener las curvas P-V. El procedimiento admite el uso de algunos objetos que pueden describir de forma general el entorno del array BIPV y causar matices. El procedimiento propuesto en este trabajo está implementado en Matlab® pero puede replicarse utilizando otros lenguajes de computación, lo que permite emplear los algoritmos en otras plataformas informáticas o incluso en dispositivos embebidos para el control de convertidores DC-DC. El artículo está organizado de la siguiente manera: la sección 2 está dedicada a describir los procedimientos matemáticos para estimar la radiación y el análisis de sombras para una superficie vertical. La Sección 3 presenta el caso del estudio para validar el enfoque propuesto. La sección 4 está dedicada a los resultados y la discusión, y la sección 5 presenta las conclusiones del trabajo.

Materiales y métodos

Este trabajo propone como fases metodológicas las siguientes: (i) estimación de la radiación en una superficie vertical dada su área, latitud, longitud y otros parámetros correspondientes a la época del año; (ii) análisis de objetos o estructuras en las proximidades de la superficie vertical que puedan proyectar sombras para el cálculo del perfil de radiación; (iii) cálculo de curvas características para un arreglo en el que el área de la superficie vertical define el número de paneles y su posible configuración. La Figura 2 ilustra el procedimiento propuesto.

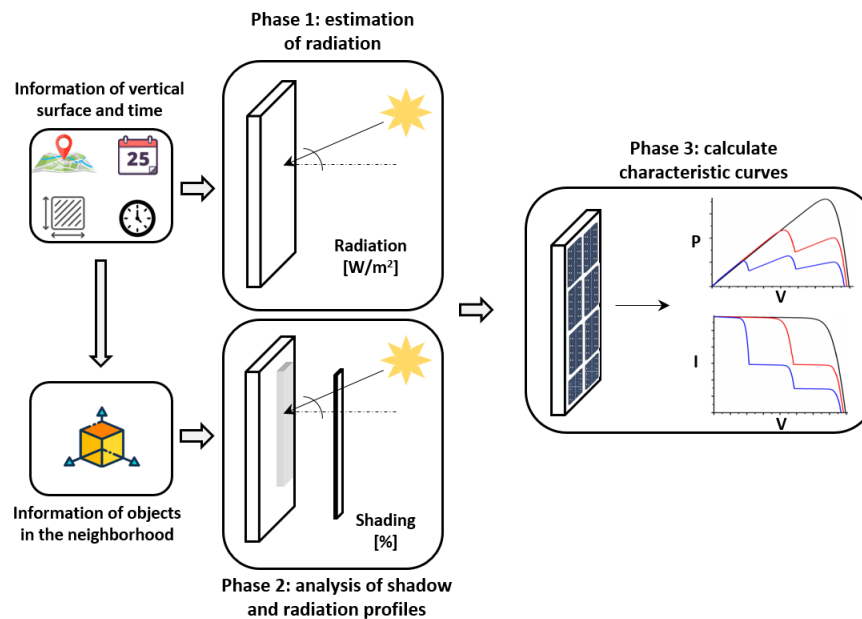


Figura 2. Metodología propuesta en este trabajo.

Relaciones de geometría solar para la estimación de radiación

Para estudiar el comportamiento de la radiación y las sombras en un lugar dado y considerando atributos como la altura, el ancho y la posición de cualquier estructura, se requiere considerar las ecuaciones fundamentales de la geometría solar que describen el comportamiento del Sol. Los procedimientos descritos a continuación se basan en (23) que a su vez describe el modelo propuesto por Iqbal, ampliamente aceptado para cálculos solares en ingeniería. El ángulo de declinación δ da la posición angular del sol al mediodía solar respecto al ecuador, puede calcularse usando 1 con N representando el día del año en cuestión.

$$\delta = 23.45 * \sin\left(360 * \frac{(284 + N)}{365}\right) \quad (1)$$

Para establecer las relaciones correctas en geometría solar se requiere calcular el tiempo solar S_t , que difiere del tiempo local L_t , ya que se basa en el movimiento angular aparente del sol a lo largo de su trayectoria. La expresión 2 se utiliza para calcular la hora solar, siendo E el término relacionado con la corrección en minutos para el día estudiado; las ecuaciones para calcular E dan en 3 y 4; M_{st} y M_{loc} corresponden respectivamente al meridiano estándar para la zona horaria local y la longitud de la ubicación bajo análisis.

$$S_t = L_t + 4 * (M_{st} - M_{loc}) + E \quad (2)$$

$$E = 229.2 * (0.000075 + 0.001868 * \cos B - 0.032077 * \sin B - 0.014615 * \cos 2B - 0.04089 * \sin B) \quad (3)$$

$$B = 360 * \frac{N - 1}{365} \quad (4)$$

Finalmente, el desplazamiento angular del sol al este o al oeste del meridiano local debido a su propia rotación se da por el ángulo horario ω expresado en 5, lo cual es útil para representar la posición del Sol en el cielo considerando los planos horizontal y vertical.

$$\omega = 15 * (S_t - 12) \quad (5)$$

La Figura 3 muestra los ángulos y componentes que describen la posición del Sol. El ángulo de altitud solar α puede calcularse explorando las relaciones geométricas y la información relativa al día y la hora; expresado en (23) La ecuación 6 proporciona una forma práctica para obtener la altitud solar donde es la latitud. De este modo, a partir del cálculo de esto es posible identificar que para valores inferiores a 0° el sol está por debajo del horizonte sin dar sombra. ϕ

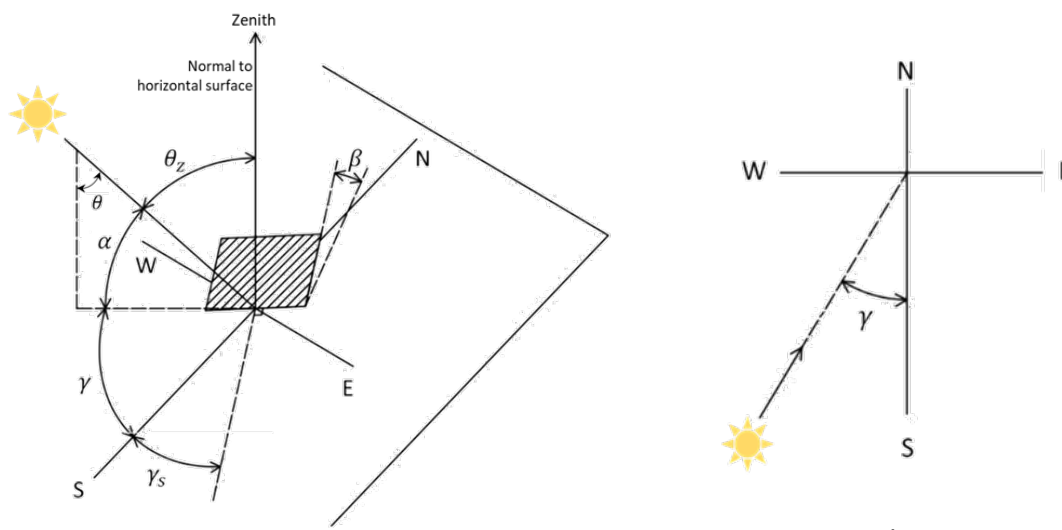


Figura 3. (a) ángulos y componentes que describen la posición del Sol. (b) Vista superior para el ángulo de azimut.

Por otro lado, el ángulo de azimut solar, que se expresa mediante las ecuaciones 7 a 9, ayuda a identificar el comportamiento de la proyección de la radiación del haz en el plano horizontal. Finalmente, 10 representa el ángulo de incidencia que depende de γ y el azimut superficial, considerando que para superficies verticales la pendiente es de 90° . Permite definir si el Sol está detrás o delante de la superficie.

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin \phi * \sin \delta + \cos \phi * \cos \delta * \cos \omega) \quad (6)$$

$$\sin \gamma = \frac{\cos \delta * \sin \omega}{\cos \alpha} \quad (7)$$

$$\cos \gamma = \frac{\sin \delta * \cos \phi - \cos \delta * \sin \phi * \cos \omega}{\cos \alpha} \quad (8)$$

$$\gamma = \tan^{-1}(\sin \gamma, \cos \gamma) \quad (9)$$

$$\theta = \gamma - \gamma_s \quad (10)$$

Los componentes de la radiación que permiten estimar la radiación en la superficie estudiada son la radiación horizontal directa y la radiación horizontal difusa, definida como GB y GD

respectivamente en esta obra. Una vez definida la posición del Sol para un momento y día dados, se pueden definir los componentes de la radiación. Primero, la radiación extraterrestre se obtiene aplicando 11 con $G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$; luego, para considerar el efecto de la atmósfera es necesario calcular la transmitancia total del haz definida en 12, que corresponde a la transmitancia de Rayleigh, que considera la masa fija de aire $\tau_b \tau_R \tau_a \tau_w$ M_f que tiene en cuenta la altitud del lugar en estudio; corresponde a la transmitancia debida a la presencia de aerosoles donde $\tau_a A_\beta$ $\tau_a A_\beta m$ son el parámetro beta de Angström y la masa de aire, respectivamente. corresponde con la transmitancia de aerosoles; corresponde con la transmitancia del vapor de agua $\tau_g \tau_w \tau_g \tau_w$ (23). En este trabajo se utilizaron las ecuaciones 13 a 16 para calcular los factores mencionados anteriormente y así representar condiciones realistas. En 12 la masa fija de aire M_f se calcula como $m * (P/P_0) m * (P/P_0) P$ y P_0 correspondiente a la presión atmosférica a la altitud del lugar en estudio y la presión atmosférica al nivel del mar, respectivamente. La masa de aire m corresponde a α , donde α es el ángulo complementario de $\theta_z / \cos(\theta_z) \theta_z / \cos(\theta_z) \theta_z$ el ángulo de altitud solar α . Además, considerando que varía de 0 a 0,4, para atmósferas muy limpias a muy turbias respectivamente $A_\beta A_\beta$ (23), en este trabajo se consideró que un valor de 0,1 representaba una condición media.

$$G_{on} = G_{sc} * (1.000110 + 0.034221 * \cos B + 0.001280 * \sin B + 0.00719 * \cos 2B + 0.000077 * \sin 2B) \quad (11)$$

$$\tau_b = \tau_R * \tau_a * \tau_g * \tau_w \quad (12)$$

$$\tau_R = e^{(-0.0903 * m_f^{0.84} * (1 + m_f - m_f^{1.01}))} \quad (13)$$

$$\tau_a = e^{-A_\beta^{0.873} * (1 + A_\beta^{0.873} - A_\beta^{0.7088}) * m^{0.9108}} \quad (14)$$

$$\tau_- = e^{(-0.0127 * m^{0.26})} \tau_+ = e^{(-0.0127 * m^{0.26})} \quad (15)$$

$$\tau_w = e^{(-0.477 * m / (1 + 40.14 * m)^{0.45})} \quad (16)$$

Por último, G_b y G_d se definen por 17 y 18. Además, en este trabajo se consideró el componente del albedo, que corresponde a la medición de la fracción de irradiación horizontal global que se refleja desde el suelo, asumiendo una reflectancia del suelo de 0,2 (23). De este modo, la ecuación 19 proporciona el cálculo para el componente del albedo. La suma de los tres componentes es equivalente a la radiación total G_t como se expresa en 20.

$$G_b = G_{on} * \tau_b * (\cos \theta / \sin \alpha) \quad (17)$$

$$G_d = G_{on} * 0.5 * (1 - \tau_R * \tau_a) * (1 - \tau_b) \quad (18)$$

$$A = 0.2 * (G_{on} * \tau_b + G_d) \quad (19)$$

$$G_t = G_b + G_d + A \quad (20)$$

Análisis de objetos que rodean la superficie de estudio

Para evaluar los posibles efectos de sombra de objetos en el entorno de la superficie vertical en curso, es necesario definir los atributos principales del sistema. En este trabajo, la altura (H_v) y la anchura (W_v) se utilizan para definir la superficie vertical; mientras que la altura (H_o), la anchura (W_o), la profundidad (D_o) y la posición (X_o , Y_o) se utilizan para definir los objetos en el vecindario

de la superficie vertical. La posición se define asumiendo que el origen del plano es la mitad de H_v . En particular, en esta sección se describirá el caso de un objeto; sin embargo, el procedimiento puede extenderse a más objetos. Las figuras 4 y 5 muestran cómo se caracterizan la superficie vertical y los objetos en el entorno desde una vista superior y una vista lateral, respectivamente. Las figuras representan el caso en el que la superficie vertical en estudio corresponde a $H_v = 6$ m y $W_v = 8$ m. El objeto 1 representa una valla publicitaria con $H_{o1} = 4$ m, $W_{o1} = 4$ m y $D_{o1} = 1$ m, mientras que el objeto 2 representa un pequeño edificio con $H_{o2} = 6$ m, $W_{o2} = 6$ m y $D_{o2} = 4$ m.

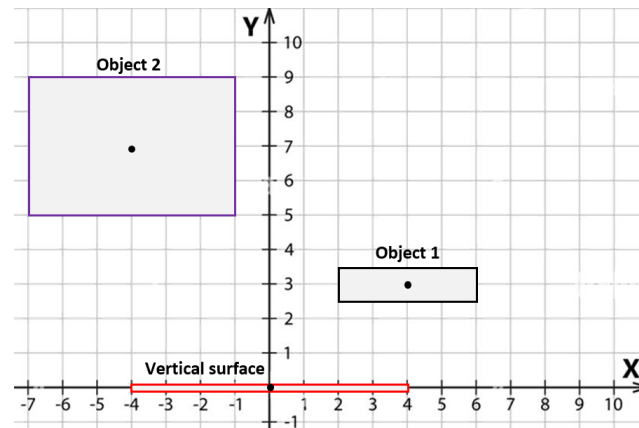


Figura 4. Caracterización de la superficie vertical y los objetos en el entorno desde la vista superior.

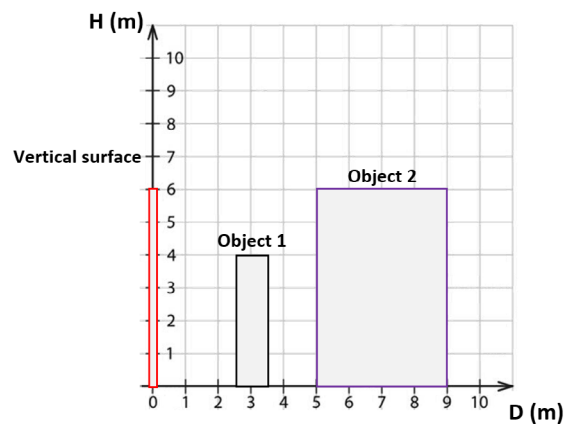


Figura 5. Caracterización de la superficie vertical y los objetos en el entorno desde la vista lateral.

El objeto 1 comienza a 2,5 m delante de la superficie vertical, luego esa información se toma como referencia para situar el objeto considerando sus dimensiones; en este caso $X_{o1} = 4$ m y $Y_{o1} = 3$ m. Si se aplica lo mismo al objeto 2, entonces $X_{o2} = -4$ m y $Y_{o2} = 7$ m. De este modo, un objeto puede definirse mediante una matriz como la presentada en 21. El subíndice i representa el número del objeto. La matriz debe tener tantas filas como los objetos quieran ser estudiados.

$$Obj = [H_{oi}, W_{oi}, D_{oi}, X_{oi}, Y_{oi}] \quad (21)$$

La longitud de sombra horizontal L_{hs} se expresa en 22, a partir de la cual se aplicarán algunas restricciones para α . A partir de las relaciones dadas por la posición de los componentes del sistema bajo análisis, las ecuaciones 23 y 24 describen la información necesaria para describir la

dirección de la sombra. De este modo, se puede identificar la dirección de la sombra para verificar si hay influencia sobre la superficie vertical en cuestión. Con C_x y C_y correspondiendo con las coordenadas de las esquinas del objeto, la posición de la sombra puede definirse por 25 y 26.

$$L_{hs} = H_o / \tan \alpha \quad (22)$$

$$D_x = L_{hs} * \sin \gamma \quad (23)$$

$$D_y = -L_{hs} * \cos \gamma \quad (24)$$

$$S_{x(1 \times 4)} = [C_x]_{(1 \times 4)} + D_x \quad (25)$$

$$S_{y(1 \times 4)} = [C_y]_{(1 \times 4)} + D_y \quad (26)$$

A partir de las ecuaciones 25 y 26 debe definirse si la sombra de las esquinas intercepta la superficie, esto realizando una comparación con la posición de la superficie en el plano en términos del eje Y ($S_y < 0$). Para analizar el comportamiento de la sombra cuando cruza el eje horizontal, se define un parámetro de intercepción en 27; permite calcular la posición de la sombra respecto a la superficie en el eje X usando 28 y la altura de la sombra usando 29. Si P_{sz} es inferior a 0, significa que la sombra de la esquina no llega a la superficie. La Figura 6 ilustra las relaciones consideradas.

$$I_{(1 \times 4)} = [C_y]_{1 \times 4} / ([C_y]_{1 \times 4} - S_y) \quad (27)$$

$$P_{sx(1 \times 4)} = [C_x]_{1 \times 4} + I * (S_x - [C_x]_{1 \times 4}) \quad (28)$$

$$P_{sz(1 \times 4)} = H_o - I * L_{hs} * \tan \alpha \quad (29)$$

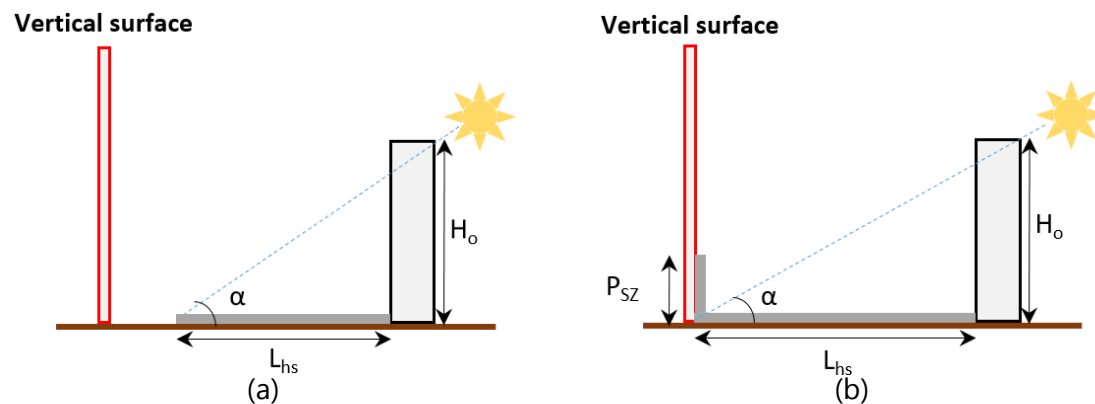


Figura 6. (a) La sombra no alcanza la superficie vertical ($S_y > 0$). (b) La sombra de las esquinas llega a la superficie vertical y sobresale sobre la superficie ($S_y < 0$ y $PSZ > 0$).

Cuando se analizan las cuatro esquinas del objeto y se confirma que proyecta una sombra sobre la superficie vertical, sus dimensiones deben calcularse y luego compararse en función del área con la superficie estudiada para definir el porcentaje de área sombreada. Para ello, deben definirse los límites de la sombra respecto al ancho de la superficie vertical. La Figura 7 ilustra la información que debe considerarse para calcular los límites de sombra, tomando como referencia el caso del objeto 1 en la Figura 4 para un comportamiento solar dado descrito en la sección de casos de estudio.

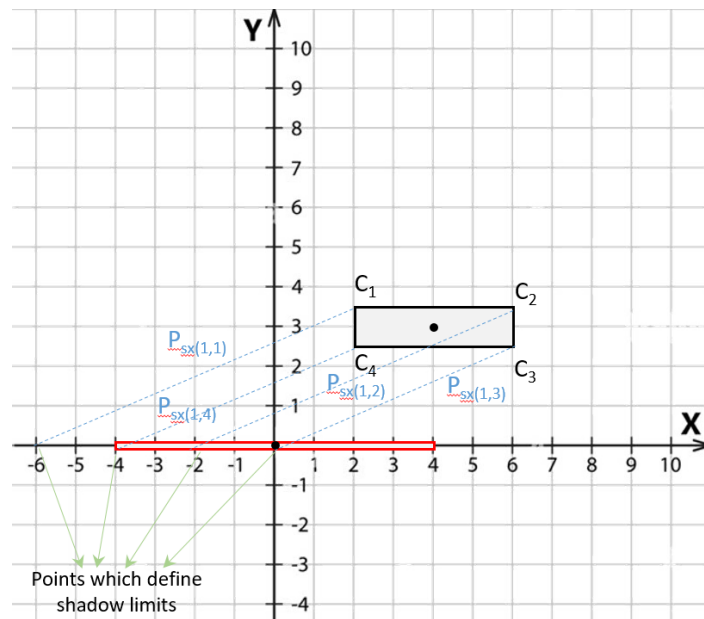


Figura 7. Posición de la sombra proyectada por las esquinas del objeto respecto al eje X.

Una vez identificados los límites de la sombra, es posible calcular el área de la sombra calculando su ancho efectivo (E_w) respecto al ancho vertical de la superficie y el máximo de P_{sz} . La Figura 8 presenta una vista trasera del caso ilustrado en la Figura 7, en la que se observan los parámetros a considerar para el cálculo del área de sombra (A_{sh}) expresada en el 30.

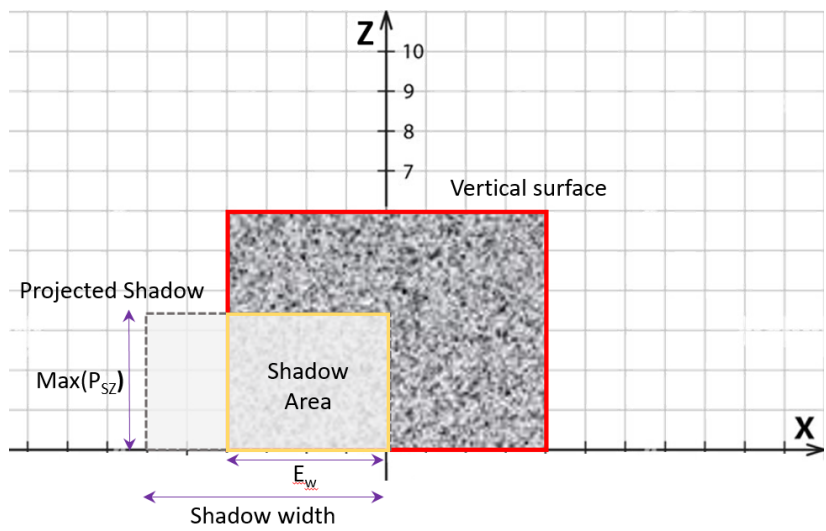


Figura 8. Vista trasera de la superficie vertical y la sombra con los parámetros para calcular el área de la sombra.

$$A_{sh} = \max(P_{sz}) * E_w \tag{30}$$

Finalmente, para obtener el perfil de irradiancia de la superficie vertical, es necesario conocer las dimensiones de los elementos fotovoltaicos que cubren la superficie vertical. En este artículo se

toman como ejemplo las dimensiones de un panel PV convencional para ilustrar el procedimiento propuesto para obtener el perfil de irradiancia. Las características de los paneles fotovoltaicos se obtuvieron de la base de datos de software BIMsolar, que es la herramienta utilizada para validar el procedimiento propuesto. De este modo, se utilizó el panel fotovoltaico BIMsolar de 340 W, 1100 mm x 1980 mm; considerando las dimensiones de la superficie vertical ($H_v = 6$ m y $W_v = 8$ m), se puede colocar como fachada una matriz de paneles de 3 x 7. En consecuencia, el perfil de irradiancia PG se definirá como una matriz de 3 x 7 en la que cada elemento representa la irradiancia disponible para cada panel fotovoltaico. Mediante el uso de simulaciones basadas en trabajos reportados para estudiar el comportamiento de paneles bajo condiciones de sombreado parcial a nivel celular (24), se identificó cómo definir el impacto de la sombra en términos del área afectada en el panel; Por lo tanto, si la zona afectada supera el 60%, el panel se considerará completamente sombreado. La Figura 9 presenta una vista frontal del caso de referencia en la que se observa cómo se ven afectados significativamente los paneles de la segunda fila a la derecha. Según el criterio definido, esos paneles se considerarán completamente sombreados. Además, dado que el objeto considerado en esta obra tiene una superficie sólida, lo que significa que no está hecho de material translúcido, la sombra bloqueará completamente la irradiancia. Aplicando el procedimiento descrito para la estimación de radiación, la matriz del perfil de irradiancia para el caso de referencia en este estudio puede expresarse por 31.

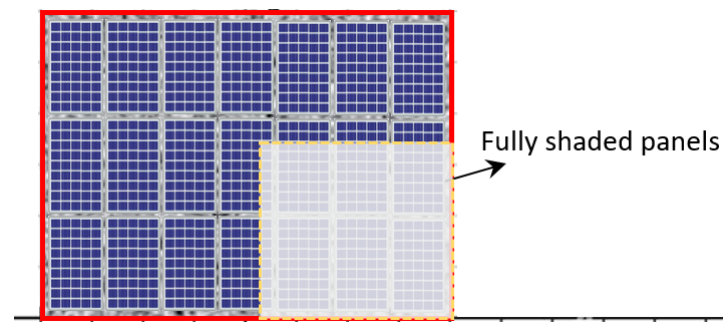


Figura 9. Vista frontal de la superficie vertical con paneles y sombra proyectada.

$$P_G = \begin{bmatrix} G_t & G_t & G_t & G_t & G_t & G_t & G_t \\ G_t & G_t & G_t & G_t & 0 & 0 & 0 \\ G_t & G_t & G_t & G_t & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (31)$$

La Figura 10 presenta el diagrama de flujo del procedimiento propuesto para el cálculo del perfil de irradiancia en superficies verticales. En el diagrama de flujo se considera que se estudiará más de un objeto. En ese caso, el área total de sombra será la contribución de todas las áreas de sombra de cada objeto respecto al área superficial vertical. Finalmente, el perfil de irradiancia resultante será la entrada para el algoritmo que calcula las curvas características I-V y P-V explicadas en la siguiente sección.

Parámetros de entrada: H_v , W_v , $Objix5$, θ , α , γ , G_t , dimensiones de elementos PV

No hay sombras $\theta < 90^\circ$ y $\alpha > 0^\circ$

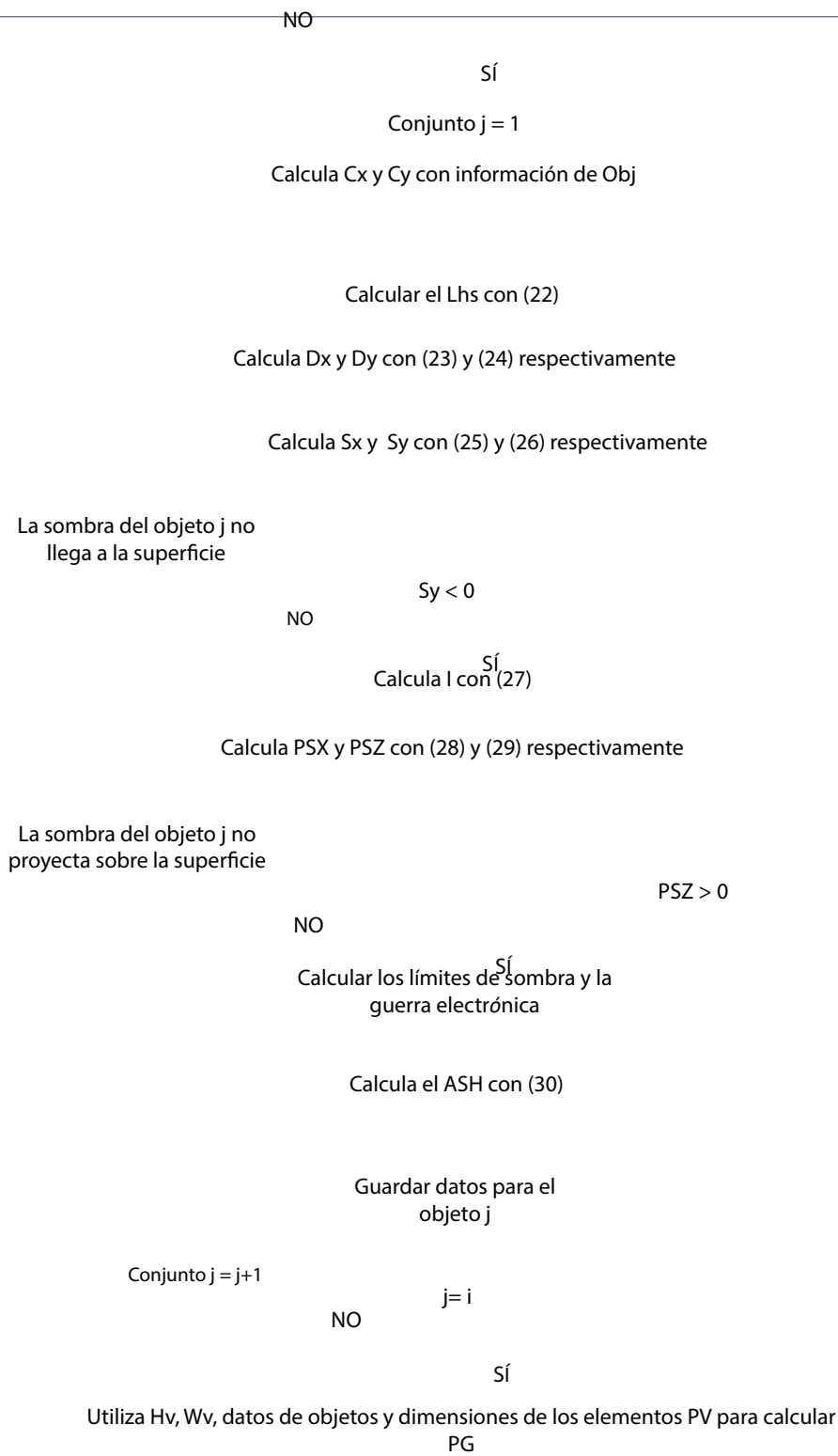


Figura 10. Diagrama de flujo del procedimiento propuesto para el cálculo del perfil de irradiancia en superficies verticales.

Análisis de curvas P-V

La técnica para modelar arreglos PV reportada en (25) se adoptó en este trabajo para evaluar

los perfiles de radiación obtenidos y la obtención de las curvas P-V de la matriz BIPV. El modelo utilizado para representar la célula fotovoltaica fue el modelo de diodo único, ampliamente aceptado gracias a su buen compromiso entre complejidad y precisión. El circuito del modelo se muestra en la Figura 11.

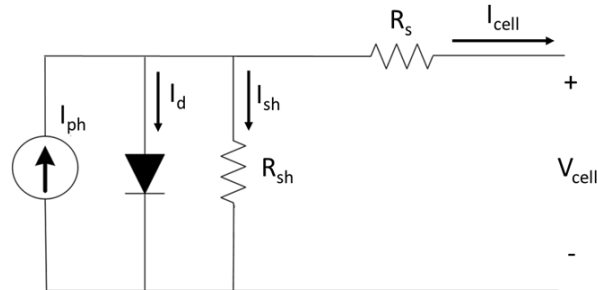


Figura 11. Modelo de diodo único de una pila fotovoltaica.

Desde el circuito, la ecuación que representa la relación entre el voltaje y la corriente de la celda se presenta en 32, donde I_{ph} es la corriente fotovoltaica, I_{sat} es la corriente de saturación del diodo que representa el material semiconductor, R_s y R_{sh} la resistencia asociada a las pérdidas y n el factor de idealidad. Finalmente, V_t se conoce como el voltaje térmico $V_t = kT/q$, con k igual a la constante de Boltzmann, T la temperatura de la celda en Kelvin y q la carga de un electrón.

$$I_{cell} = I_{ph} - I_{sat} \left(e^{\frac{(V_{cell} + I_{cell} * R_s)}{n * V_t}} - 1 \right) - \frac{(V_{cell} + I_{cell} * R_s)}{R_{sh}} \quad (32)$$

Debido a la fuerte relación no lineal entre el voltaje y la corriente de la celda, el trabajo presentado en (25) utiliza la función W de Lambert, que permite realizar un barrido de tensión para calcular la corriente para un perfil de radiación dado. El procedimiento de modelado considera un módulo PV como la unidad mínima para el análisis, por lo que el diodo de derivación del módulo también debe considerarse a través de su corriente de saturación I_{sat_bd} y voltaje térmico V_{t_bd} . Luego, se requiere la siguiente información para analizar las curvas I-V y P-V de un array: parámetros de los módulos PV de la hoja de datos (I_{SC} , V_{oc} , I_{mpp} , V_{mpp} , T_{coeff} , N) que corresponden a la corriente de cortocircuito, la tensión en circuito abierto, la corriente y tensión en el punto de máxima potencia, los coeficientes de temperatura de corriente y voltaje y el número de celdas, respectivamente; también se requiere la conexión de la matriz PV, que debe incluirse en términos de una matriz 1/0, en la que 1 significa que hay una conexión entre dos cadenas consecutivas y 0 significa lo contrario. El perfil de irradiancia PG, es la salida del procedimiento descrito en la Figura 10. Por otro lado, la matriz de conexión es fundamental para el procedimiento, ya que permite definir los subarrays en los que se divide el array para facilitar su análisis circuital. Un subarray se define como una parte sin enlaces entre cadenas; esto se aprovecha mediante el procedimiento de modelado, ya que el subarray puede analizarse como cualquier circuito mediante las leyes de corriente y voltaje de Kirchhoff (KCL) y voltaje (KVL) y también resolviendo las ecuaciones del modelo de un diodo para cada módulo. De este modo, tras analizar cada subarray en términos de un barrido de voltaje que depende del voltaje en circuito abierto de la cuerda, la corriente del

conjunto corresponderá con la suma de todas las corrientes de los subarrays. Se pueden consultar más detalles en la referencia (25). Esta metodología permite evaluar diferentes conexiones de array, es decir, serie-paralelo (SP), total-cross-tied (TCT), bridge-linked (BL), entre otras, lo que podría ser útil en aplicaciones BIPV para encontrar la mejor configuración debido a la alta sensibilidad de estas aplicaciones fotovoltaicas al sombreado parcial. El diagrama de flujo presentado en la Figura 12 ilustra el procedimiento de modelado para obtener las curvas características. Este procedimiento de modelado puede implementarse en cualquier lenguaje de programación en el que se puedan implementar funciones W de Lambert y paquetes para resolver ecuaciones no lineales, lo que resulta en una solución atractiva para evitar la compra de herramientas de simulación.

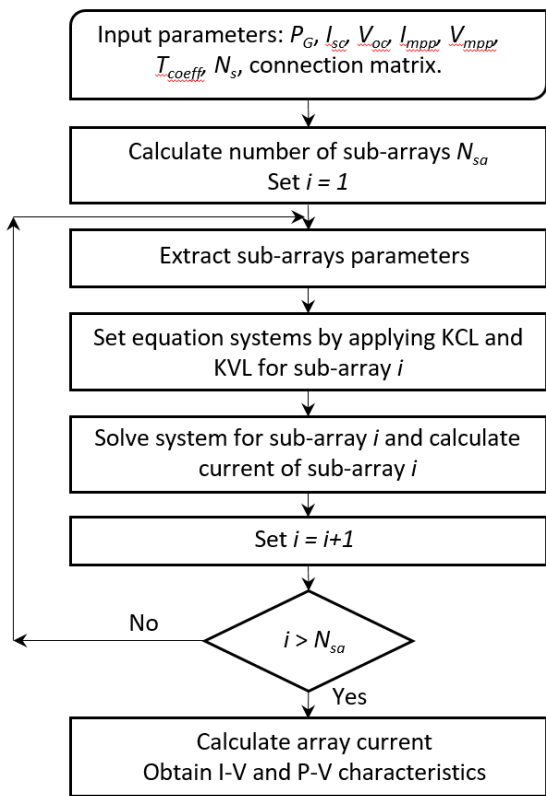


Figura 12. Diagrama de flujo del procedimiento para obtener las curvas características de una matriz PV presentada en (25).

Caso de estudio

Para validar el procedimiento propuesto, se consideró el mismo caso que se tomó como referencia en la sección de análisis de sombras. Tal como se describió, tal caso puede representar la fachada de un edificio rodeado por una valla publicitaria. Las dimensiones y la posición son las mismas ya descritas. Las figuras 13 (a) y (b) ilustran las condiciones del caso de estudio; la figura fue diseñada en el software SketchUp utilizando objetos disponibles en la base de datos del software (26). Por otro lado, las figuras 13 (c) y (d) muestran la representación en términos del procedimiento propuesto para definir los parámetros requeridos para el análisis de sombreado. El estudio se realizó durante todos los días de julio porque, a partir de simulaciones realizadas en BIMsolar, se identificó que la radiación de ese mes era más significativa que la fecha actual, teniendo en cuenta la posición y condiciones de la superficie vertical.

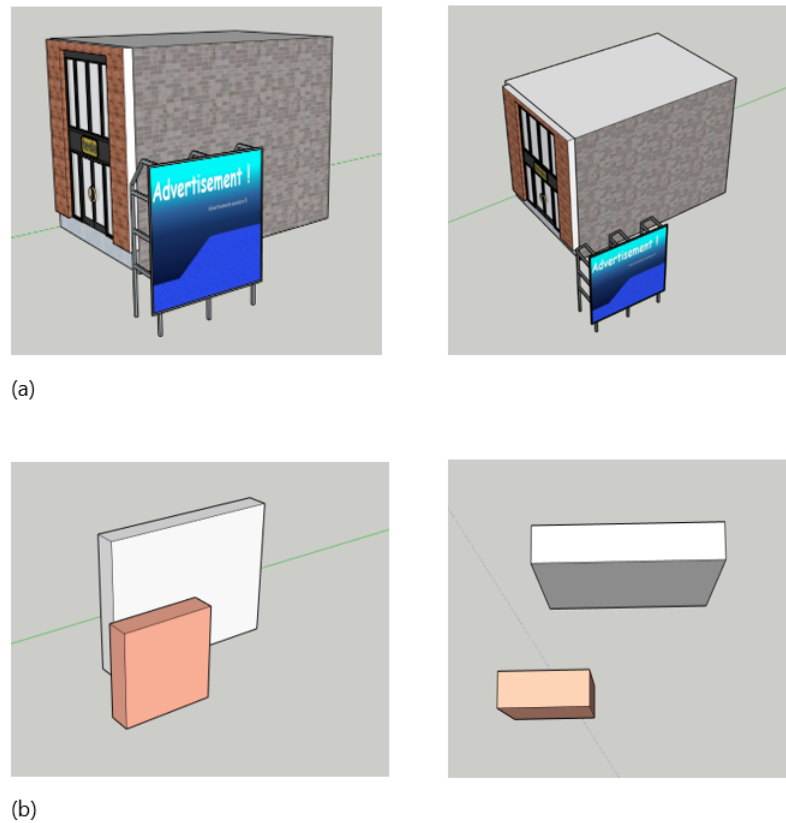


Figura 13. (a) Vista lateral del estudio estructura de casos. (b) Representación del caso de estudio en términos del procedimiento propuesto.

La ubicación del caso de estudio se sitúa en Duitama (Boyacá, Colombia). En cuanto a las entradas requeridas por el procedimiento, corresponde con la latitud de 5.8269 y una longitud de -73.0331. La ciudad está situada a 2590 metros sobre el nivel del mar y la información sobre la época fue descrita anteriormente. Las dimensiones de la superficie en estudio son $H_v = 6$ m, $W_v = 8$ m, y la matriz de información del objeto es $Obj1 \times 5 = [4, 4, 1, 4, 3]$. La superficie vertical mira hacia el norte ($\gamma_s = 0^\circ$, $\gamma_s = 0^\circ$ para el procedimiento propuesto). Los componentes que describen el comportamiento solar se calcularon según las relaciones de geometría solar descritas anteriormente.

Como se informó previamente, el software BIMsolar se utilizó para validar los resultados obtenidos en términos del comportamiento estimado de sombras y radiación. Esta herramienta de software está orientada al estudio de sistemas BIPV a través de una plataforma que requiere el modelo 3D de la estructura y su vecindario, pero dicho modelo no puede implementarse en el software; en su lugar, debe desarrollarse en herramientas como SketchUp. El precio de la licencia de software es de 690 €; En este trabajo se utilizó la versión de prueba del software, que tiene algunas limitaciones respecto a las capacidades para guardar cambios en los proyectos; sin embargo, el software permite obtener información para realizar análisis sobre los componentes de radiación, las variables de geometría solar, la potencia y energía generadas, entre otras. Una vez establecido el modelo 3D, el

usuario debe implementar la matriz PV en la superficie bajo estudio, lo que implica que seleccione el módulo PV que permita ajustar una matriz teniendo en cuenta las dimensiones de la superficie estudiada. El siguiente paso es establecer la conexión entre la matriz y la interfaz de alimentación (convertidor DC/DC + inversor DC/AC), lo que a su vez define la configuración de la matriz, es decir, la conexión de los módulos (SP, TCT, BL), ya que BIMSolar proporciona diferentes interfaces comerciales de alimentación que requieren voltaje y corriente. Finalmente, el software permite simular el rendimiento del sistema BIPV durante todo un año, hora a hora. Los resultados de las simulaciones incluyen la potencia y energía generadas por el sistema BIPV en estudio, valores de componentes de radiación, valores variables de geometría solar, entre otros. BIMSolar permite exportar los resultados de la simulación en archivos Excel. En este trabajo se utilizó esta opción para obtener los resultados de la simulación del software y compararlos con los resultados obtenidos con el procedimiento propuesto.

La Figura 14 (a) muestra el caso de estudio implementado en BIMSolar utilizando el modelo SketchUp y la configuración relativa a la ubicación, fecha y hora del caso de estudio. Por otro lado, la Figura 14 (b) muestra la representación en Matlab® del caso del estudio utilizando el procedimiento propuesto.

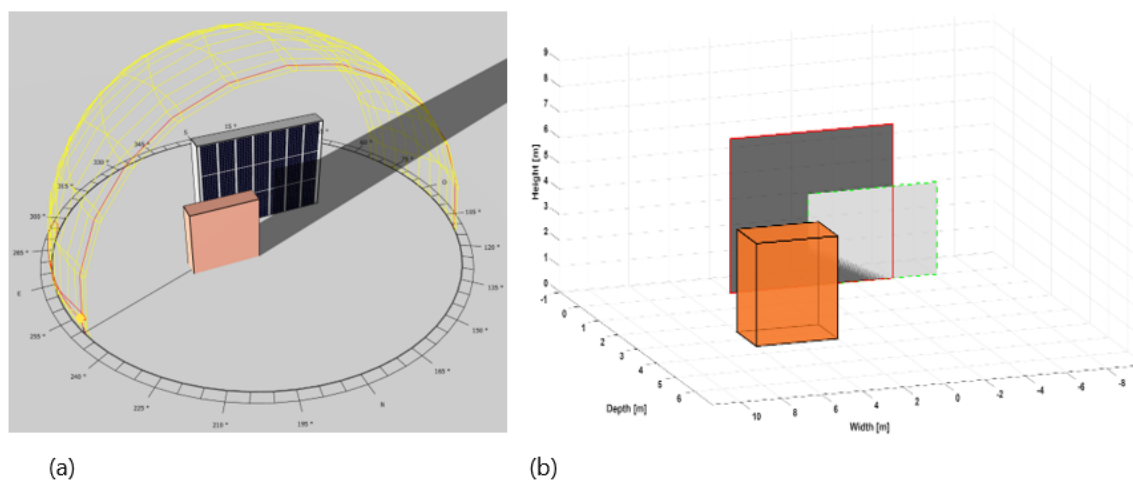


Figura 14. (a) Estudio de casos implementados en BIMSolar. (b) Representación del caso del estudio en Matlab® utilizando los resultados del procedimiento propuesto.

Resultados y discusión

La Figura 15 muestra los resultados de la simulación con BIMSolar en términos de proporción de sombreado, en la que se observa que el área afectada es del 33 %. El porcentaje del área sombreada obtenido aplicando el procedimiento propuesto, considerando que $H_v = 6$ m, $W_v = 8$ m y $A_{sh} = 14,93$ m² es del 31,1%. Dicho valor corresponde a una diferencia del 1,9 % respecto al valor obtenido con BIMSolar.

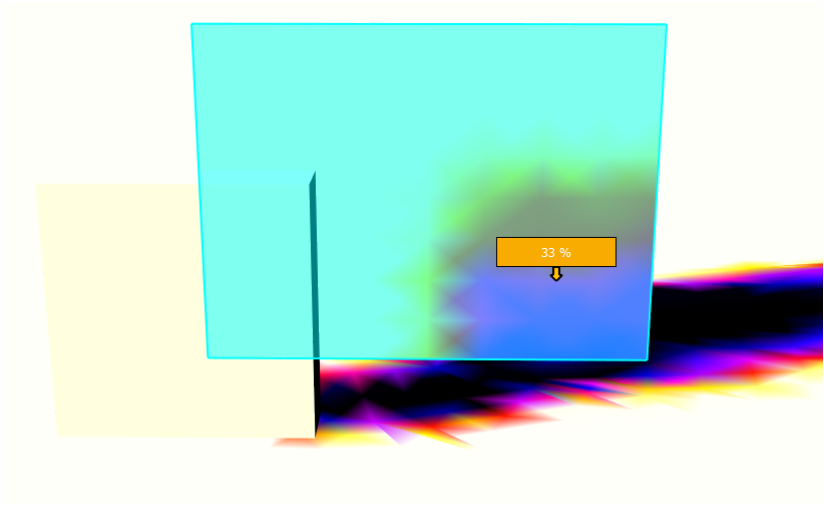


Figura 15. Zona afectada por el sombreado en BIMSolar.

Como se ha mencionado antes, el software BIMSolar permite exportar datos de simulaciones que incluyen los valores variables de geometría solar como el azimut solar y los ángulos de altitud solar, así como los componentes de radiación hora a hora durante un año. Para fines de comparación, a partir de las simulaciones ejecutadas en BIMSolar se extrajo la información correspondiente a julio y luego se comparó con los resultados proporcionados por el procedimiento propuesto. De este modo, el periodo de tiempo seleccionado para la validación corresponde a la hora 4345 a 5088 del año. La Figura 16 presenta la comparación de la altitud solar α ; La Figura 17 presenta la comparación del azimut solar γ y la Figura 18 presenta los componentes de la radiación. Los resultados se compararon en términos del error porcentual absoluto medio (MAPE), que se presentan en la Tabla 1.

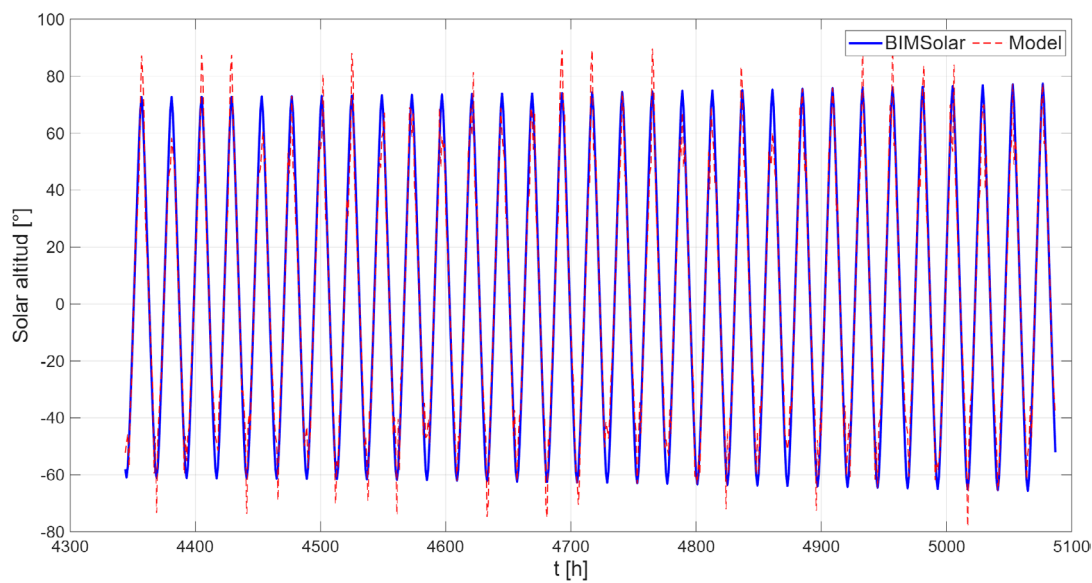


Figura 16. Comparación de altitudes solares.

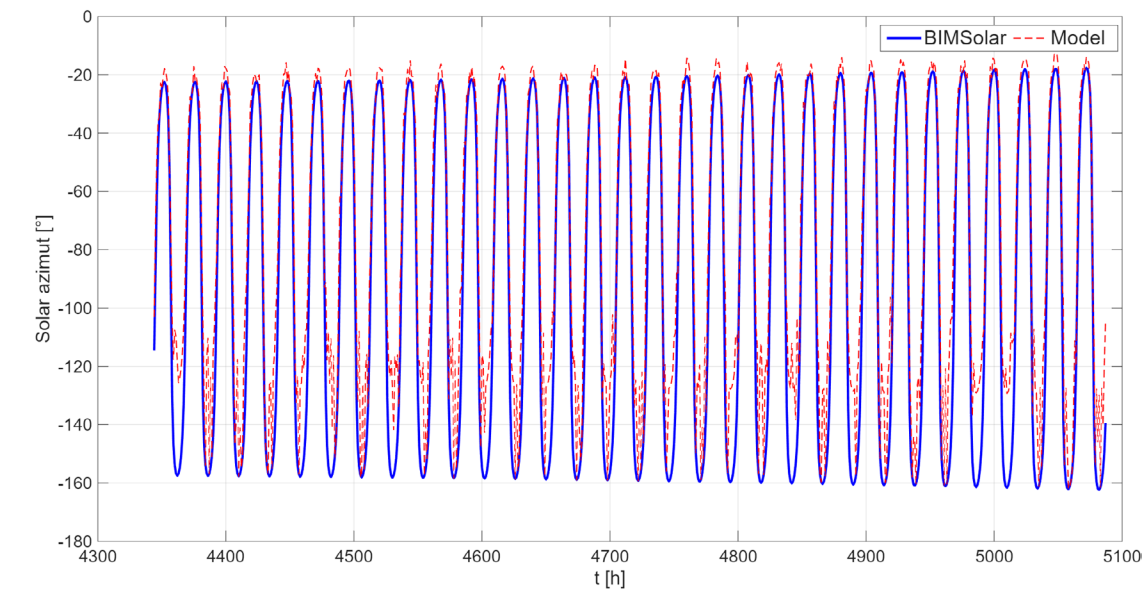


Figura 17. Comparación de azimuth solar.

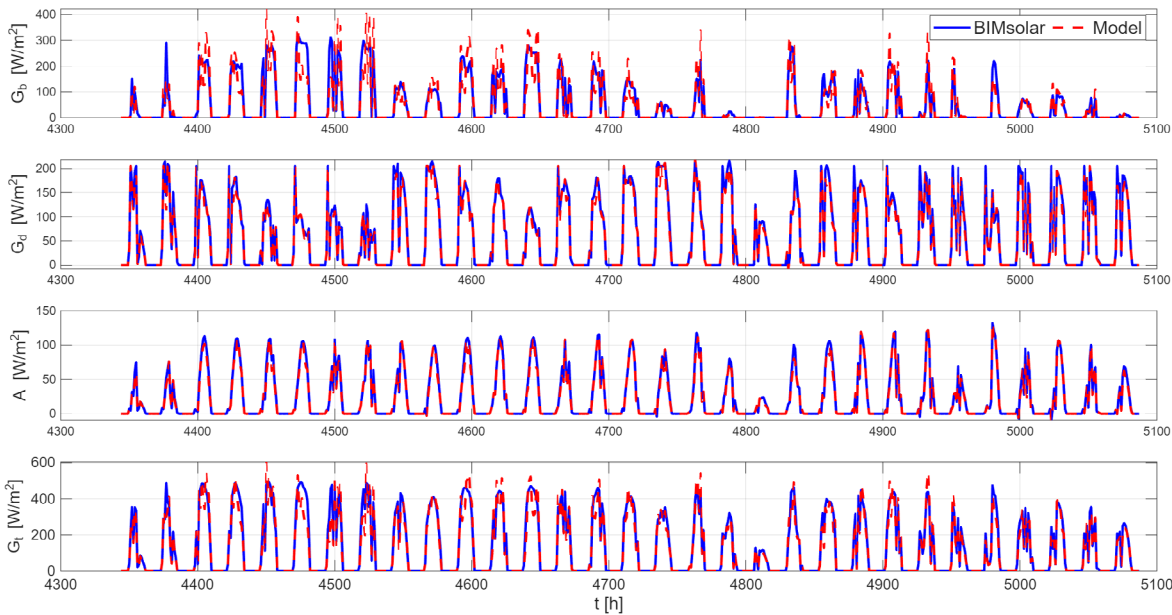


Figura 18. Comparación de componentes de radiación

Tabla 1. MAPE de variables en comparación

MAPE $\alpha\alpha$	MAPE $\gamma\gamma$	MAPE GB	MAPE Gd	MAPE A	MAPE GT
15.51 %	15.51 %	15.66 %	3.51 %	3.31 %	15.66 %

Tras las simulaciones que validaron el acercamiento del procedimiento propuesto, se realizó el análisis de curvas características. De este modo, aplicando el procedimiento descrito en el diagrama de flujo de la Figura 10, fue posible analizar el comportamiento de la sombra proyectada en la

fachada debido a la publicidad en la valla publicitaria y obtener el perfil de irradiancia. Para un primer enfoque se adoptó el valor medio de G_t para julio; de este modo, la matriz de perfil de irradiancia obtenida se presenta en 33.

$$P_G = \begin{bmatrix} 128.72 & 128.72 & 128.72 & 128.72 & 128.72 & 128.72 & 128.72 \\ 128.72 & 128.72 & 128.72 & 128.72 & 0 & 0 & 0 \\ 128.72 & 128.72 & 128.72 & 128.72 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

(33)

Con la matriz de perfil de irradiancia y los parámetros eléctricos del panel fotovoltaico de la base de datos BIMsolar presentados en la tabla 2, las curvas características se obtuvieron aplicando el procedimiento de modelado reportado en (25). La Figura 19 muestra las curvas I-V y P-V de la matriz PV considerando una conexión SP. El punto máximo de potencia (MPP) es de 479,36 W. Si el procedimiento para obtener P_G se ejecuta durante un periodo de tiempo definido, se pueden calcular los MPP y se puede estimar la generación media de energía y energía.

Tabla 2. Parámetros de la hoja de datos del panel fotovoltaico

ISC	Voc	Impp	Vmpp	V Tcoeff	I Tcoeff	N
9.38 A	46,8 V	8.88 A	38,3 V	-0,32 %/°C	0,05 %/°C	72

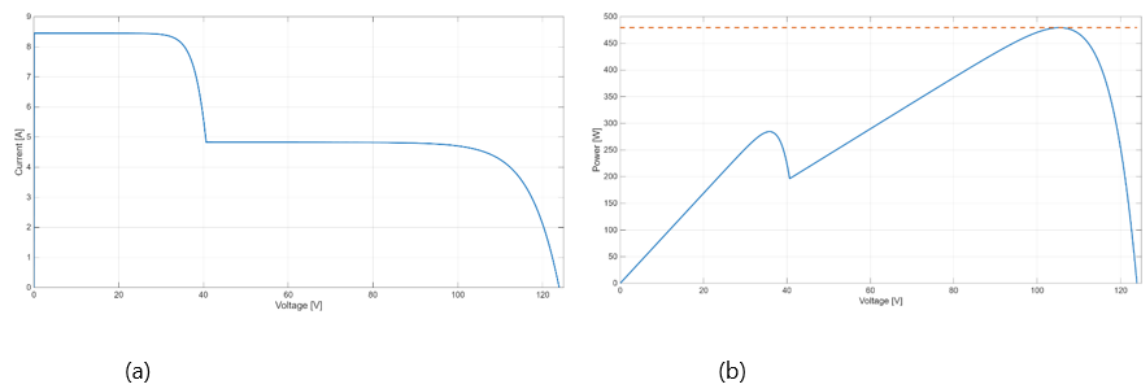


Figura 19. (a) Curva I-V del arreglo PV en la superficie vertical bajo estudio. (b) Curva P-V de la matriz PV en la superficie vertical bajo estudio.

Conclusiones

Este artículo propuso una metodología para estimar la radiación de superficies verticales y el análisis de sombras para aplicaciones BIPV. La metodología propuesta permitía calcular los componentes de radiación (haz, difuso y albedo) para una superficie vertical tal y como se presentó en un caso de estudio. Los resultados se compararon con simulaciones realizadas en BIMsolar, que es un software actualmente utilizado para el análisis de BIPV. El porcentaje de área afectada por el sombreado calculado mediante la solución propuesta difiere un 1,9 % respecto a los resultados de BIMsolar. Por otro lado, el procedimiento propuesto logró un MAPE del 15,51 % para el ángulo de altitud solar, así como para el ángulo de azimut solar. Por otro lado, los componentes estimados de radiación mostraron un MAPE del 15,66 %, 3,51 %, 3,31 % y 15,66 % para G_b , G_d , A y G_t , respectivamente. La relación entre el valor MAPE para los ángulos y G_b está dada por las

relaciones matemáticas para su cálculo, que son relaciones trigonométricas que pueden introducir incertidumbres en los valores finales. De este modo, explorar un análisis geométrico más detallado puede reducir el valor MAPE; sin embargo, no está claro cuál es el modelo que utiliza BIMsolar para calcular los ángulos solares.

Se obtuvo una matriz con el perfil de radiación por panel PV que se utilizó para calcular las curvas I – V y P – V para un caso de estudio, logrando así el objetivo de este trabajo. El perfil de radiación consideraba el valor medio de radiación durante un mes de funcionamiento; sin embargo, el procedimiento puede repetirse para perfiles de radiación consecutivos (hora a hora) para obtener la estimación de potencia y energía durante períodos más largos.

El procedimiento propuesto se aplicó a un objeto que proyecta sombra sobre la superficie vertical mediante relaciones geométricas, pero puede ampliarse para incluir más objetos y estimar el comportamiento de la radiación y la sombra en escenarios más complejos y realistas. Además, un análisis adicional podría considerar una evaluación detallada del efecto de la sombra en proporción al área afectada para mejorar la estimación de la irradiancia para un panel afectado por la sombra, considerando el espacio que normalmente se aplica a las unidades fotovoltaicas cuando se instalan.

El enfoque propuesto fue implementado en Matlab®, pero puede replicarse utilizando otros lenguajes de computación con funciones que garantizan que las operaciones matemáticas de los procedimientos puedan realizarse. De este modo, la solución puede utilizarse incluso en dispositivos embebidos para el control de convertidores DC-DC. Por lo tanto, este enfoque puede ser el modelo base para futuros desarrollos que permitan mejorar la comprensión de las soluciones BIPV sin necesidad de las herramientas de software comerciales. De este modo, contribuyó al desarrollo de nuevas soluciones en sistemas fotovoltaicos.

Declaración de autoría de CrediT: Luz Adriana Trejos Grisales

Financiación: no declarada. Conflicto de intereses: no declarado. Consideraciones éticas: no declaradas.

References

1. International Renewable Energy Agency. Renewable energy highlights 2025. [Online].; 2025. Acceso 20 de Agosto de 2025. Disponible en: [www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA DAT Renewable energy highlights 2025.pdf](http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_DAT_Renewable_energy_highlights_2025.pdf)
2. Martin-Chivelet N, Kapsis K, Rose Wilson H, Delisle V, Yang R, Olivieri L, et al. Building-Integrated Photovoltaic (BIPV) products and systems: A review of energy-related behavior. Energy and Buildings. 2022;; p. 1-18.
<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.111998>
3. Bosnjakovic M, Katinic M, Cikic A, Muhic S. Building Integrated Photovoltaics Overview of Barriers and Opportunities. Thermal Science. 2023; 27(2B).
<https://doi.org/10.2298/TSCI221107030B>

4. International Energy Agency. Analysis of Technological Innovation Systems for BIPV in Different IEA Countries. [Online].; 2025. Acceso 15 de Septiembre de 2025. Disponible en: <https://iea-pvps.org/key-topics/analysis-of-technological-innovation-systems-for-bipv-in-different-iea-countries/>
5. International Energy Agency. Successful Building-integration of Photovoltaics A collection of International Projects. [Online].; 2020. Acceso 15 de Septiembre de 2025. Disponible en: <https://iea-pvps.org/key-topics/successful-building-integration-of-photovoltaics-a-collection-of-international-projects/>
6. Natural Resources Canada. Building-integrated Photovoltaics. [Online].; 2025. Acceso 20 de Septiembre de 2025. Disponible en: <https://natural-resources.canada.ca/energy-efficiency/building-integrated-photovoltaics>
7. Department of Energy. Expanding Solar Energy Opportunities: From Rooftops to Building Integration. [Online].; 2024. Acceso 20 de Septiembre de 2025. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/expanding-solar-energy-opportunities-rooftops-building-integration>
8. MITREX. How Integrated Photovoltaics Contribute to LEED Certification. [Online].; 2023. Acceso 20 de Septiembre de 2025. Disponible en: <https://www.mitrex.com/blog/how-integrated-photovoltaics-contribute-to-leed-certification>
9. de Medeiros Gomes MM, Lopes da Silva Cavalcante RD, Ando Junior OH, Del Pero C, Alves de Lima J, Silva do Lago TG. The Effect of Facade Orientation on the Electrical Performance of a BIPV System: A Case Study in João Pessoa, Brazil. *Energies*. 2025; 18(829).
<https://doi.org/10.3390/en18040829>
10. Vera K, Salvatierra J, Lata-García J, Vega N. Analysis of the energy production of photovoltaic facades integrated in BIPV buildings. En: 21st LACCEI International Multi-Conference for Engineering, Education, and Technology: "Leadership in Education and Innovation in Engineering in the Framework of Global Transformations: Integration and Alliances for Integral Development", Hybrid Event, Buenos Aires - Argentina, July 17 - 21, 2023. p. 1 - 7.
<https://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2023.1.1.1296>
11. Sarkar D, Kumar Sadhu P. Critical Comprehensive Performance Analysis of Static BIPV Array Configurations to Reduce Mismatch Loss and Enhance Maximum Power Under Partial Shading. *IETE Technical Review*. 2023; 40(4).
<https://doi.org/10.1080/02564602.2022.2127944>
12. Shao C, Migan-Dubois A, Diallo D. Performance of BIPV system under partial shading condition. *Solar Energy*. 2024; 283.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2024.112969>
13. Nakazato R, Yokogawa S, Ichikawa H, Ushirokawa T, Takeda T. Compact model for estimating area-level photovoltaic power generation on facade surface using 3D city model and solar radiation simulation. En: 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)Brisbane; 2021 p. 5.
<https://doi.org/10.1109/ISGTAsia49270.2021.9715273>
14. Toledo C, Gracia Amillo AM, Bardizza G, Abad J, Urbina A. Evaluation of Solar Radiation Transposition Models for Passive Energy Management and Building Integrated Photovoltaics. *Energies*. 2020; 13(702).
<https://doi.org/10.3390/en13030702>

15. Liang H, Shen J, Yip HL, Meng Fang M, Dong L. Unleashing the green potential: Assessing Hong Kong's building solar PV capacity. *Applied Energy*. 2024; 369.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123567>

16. Ospina-Metaute C, Medina-Garzón L, Betancur E, Marulanda-Bernal J. Study of the optimal orientation of vertical surfaces in different thermal floors in Colombia for solar energy harvesting. *Solar Energy*. 2022; 239.

<https://doi.org/10.1016/j.solener.2022.04.020>

17. Chen YJ, Yang YM. Simulation and Analysis of BIPV Solar Panel Configuration on Building Facades. En: IV. International Conference on Electrical, Computer and Energy Technologies (ICECET 2024) Sydney; 2024

<https://doi.org/10.1109/ICECET61485.2024.10698325>

18. Ismaeil EMH, Sobaih AEE. Evaluating BIPV Façades in a Building Envelope in Hot Districts for Enhancing Sustainable Ranking: A Saudi Arabian Perspective. *Buildings*. 2023; 13(1110).

<https://doi.org/10.3390/buildings13051110>

19. Polo J, Martín-Chivelet N, Sanz-Saiz C. BIPV Modeling with Artificial Neural Networks: Towards a BIPV Digital Twin. *Energies*. 2022; 15(4173).

<https://doi.org/10.3390/en15114173>

20. Tang H, Chai X, Chen J, Wan Y, Wang Y, Wan W, et al. Assessment of BIPV power generation potential at the city scale based on local climate zones: Combining physical simulation, machine learning and 3D building models. *Renewable Energy*. 2025; 244.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.122688>

21. Wang M, Zhao X, Li S, Yang Z, Liu K, Wen Z, et al. Analysis of energy performance and load matching characteristics of various building integrated photovoltaic (BIPV) systems in office building. *Journal of Building Engineering*. 2024; 96.

<https://doi.org/10.1016/j.jobbe.2024.110313>

22. Jing Yang R, Zhao Y, Sureshkumar Jayakumari SD, Schneider A, Prithivi Rajan S, Leloux J, et al. Digitalising BIPV energy simulation: A cross tool investigation. *Energy & Buildings*. 2024; 318.

<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.114484>

23. Duffie J, Beckman W, Blair N. *Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind*. 5th ed. Nueva Jersey: Wiley; 2020.

24. Restrepo-Cuestas BJ, Durango-Flórez M, Trejos-Grisales LA, Ramos-Paja CA. Analysis of Electrical Models for Photovoltaic Cells under Uniform and Partial Shading Conditions. *Computation*. 2022; 10(111).

<https://doi.org/10.3390/computation10070111>

25. Bastidas-Rodríguez JD, Trejos-Grisales LA, González-Montoya D, Ramos-Paja C, Petrone G, Spagnuolo G. General modeling procedure for photovoltaic arrays. *Electric Power Systems Research*. 2018; 155.

<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.09.023>