Revista Internacional de Investigación e Innovación Tecnológica

Página principal: www.riiit.com.mx

Influencia del tipo de suelo en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos bifaciales

Influence of ground type on the performance of bifacial photovoltaic modules

Rodrigo-Cruz, P.M., Gilardi-Velázquez, H.E.

Universidad Panamericana. Facultad de Ingeniería. Josemaría Escrivá de Balaguer 101, Aguascalientes, Aguascalientes, 20296, México.
prodrigo@up.edu.mx; hgilardi@up.edu.mx

Innovación tecnológica: El estudio arroja luz sobre las condiciones de montaje de las instalaciones fotovoltaicas bifaciales, en particular la selección del tipo de suelo para una mayor productividad.

Área de aplicación industrial: Instaladores fotovoltaicos.

Recibido: 13 diciembre 2021
Aceptado: 11 mayo 2022

Abstract

Bifacial photovoltaic systems are a relatively new technology, which is in growing demand because of its ability to improve the productivity of PV installations. This is achieved by taking advantage of the solar irradiance, front and rear, i.e. these modules capture irradiance on from both sides, differing from the standard photovoltaic modules, which only capture irradiance from the front side. The rear irradiance comes mainly from the reflection of the ground. Therefore, the ground type and its reflectivity play an important role in the performance of bifacial photovoltaic modules. In this study, eight ground types are analyzed in combination with bifacial modules to theoretically quantify the power gain due to the contribution of back irradiance. The albedo of each ground type is obtained from the SMARTS software and a radiation model is presented, which considers the unshaded and shaded areas of the ground and its reflectivity. The Results show that, of the grounds analyzed, the three most favorable are snow, dry sod and, white sand, giving rear irradiance gains from 17.6% to 21.6%. Installers of bifacial plants will find in this study useful recommendations for ground type selection.

Key Words: albedo, bifacial, ground type, photovoltaics, SMARTS.

Resumen

Los sistemas fotovoltaicos bifaciales constituyen una tecnología relativamente novedosa, que tiene una demanda creciente debido a su capacidad para mejorar la productividad de las instalaciones fotovoltaicas. Esto se consigue aprovechando la irradiancia solar frontal y posterior, es decir, estos módulos capturan irradiancia desde las dos caras, de manera distinta a los módulos fotovoltaicos estándar, que sólo capturan la irradiancia incidente sobre la cara frontal. La irradiancia posterior procede principalmente de la reflexión del suelo. Debido a ello, el tipo de suelo y su reflectividad juegan un papel importante en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos bifaciales. En este estudio se analizan ocho tipos de suelo en combinación con módulos bifaciales para cuantificar teóricamente la ganancia de potencia debida a la contribución de la irradiancia posterior. El albedo de cada tipo de suelo se obtiene a partir del software SMARTS y se presenta un modelo de radiación que tiene en cuenta las áreas no sombreadas y sombreadas del suelo y su reflectividad. Los resultados muestran que, de los suelos analizados, los tres más favorables son la nieve, el césped seco y la arena blanca, que arrojan ganancias de irradiancia posterior desde el 17.6% hasta el 21.6%. Los instaladores de plantas bifaciales encontrarán en este estudio recomendaciones útiles para seleccionar el tipo de suelo.

Palabras clave: albedo, bifacial, fotovoltaica, SMARTS, tipo de suelo.

1. Introducción

La tecnología fotovoltaica bifacial supone un pequeño salto tecnológico pero al mismo tiempo, un apreciable beneficio en términos de productividad de las instalaciones fotovoltaicas (Libal & Kopecek, 2015). Los módulos fotovoltaicos bifaciales absorben la luz que incide sobre ambas caras, frontal y posterior, de manera que, al aumentar la entrada del sistema, aumenta también la salida (la potencia eléctrica). Aunque las celdas bifaciales son hoy día algo más caras que las monofaciales, esta brecha tiende a disminuir a lo largo del tiempo y los módulos bifaciales tienen apreciablemente una mayor productividad energética, resultando en menores costos del kWh eléctrico producido. Por esta razón, si la cuota de mercado de los módulos bifaciales fue del 27% en 2021, se prevé que esta tecnología alcanzará el 56% de cuota de mercado en 2031 (VDMA, 2021).

Existen diferentes reportes experimentales que confirman los beneficios en términos de producción de energía de los sistemas bifaciales. Entre ellos se pueden destacar los siguientes: en Japón, se instalaron dos sistemas bifaciales de 3 kW, uno de ellos con espejos reflectores en el suelo, obteniéndose razones de rendimiento (*Performance Ratio, PR*) de 0.95 (sin reflectores) y 1.09 (con reflectores) (Sugibuchi et al., 2013). Siete diferentes sistemas bifaciales se midieron junto a correspondientes sistemas monofaciales de similar comportamiento eléctrico, obteniendo ganancias bifaciales en energía (*Bifacial Gains in Energy, BGE*) entre el 36.8% (para albedo de 0.77) y el 12.3% (para albedo de 0.22) (Castillo-Aguilella & Hauser, 2016). En Nuevo México se instaló un sistema bifacial de 9.6 kW acompañado de un sistema monofacial de

referencia, con diferentes orientaciones e inclinaciones, resultando en ganancias bifaciales en energía de entre el 18% y el 136% (Lave et al., 2016). En el desierto de Atacama (Chile), se compararon dos módulos bifaciales, uno con recubrimiento antirreflexivo en ambas caras y otro sin ningún recubrimiento, llegando a medirse razones de rendimiento 5% superiores para el módulo con recubrimiento (Rabanal-Arabach & Schneider, 2016). Se obtuvieron ganancias bifaciales del 15% sobre arena y del 20% sobre nieve en el caso de las medidas exteriores de módulos bifaciales de tecnología PERT (*passivation emitter and rear total diffusion*) (Wei et al., 2016). En otro estudio basado en medidas exteriores, se obtuvo un 4.03% más de energía para un módulo bifacial que para su contraparte monofacial utilizando un microinversor, mientras que en una configuración de inversor orientado a *string*, la ganancia fue del 3.21% (Yu et al., 2016). Diferentes instalaciones de módulos bifaciales con diferente orientación e inclinación permitieron mejorar los modelos de producción eléctrica, que no se ajustaban bien a todas las configuraciones (Stein et al., 2017). En Suecia, se midieron dos instalaciones bifaciales montadas en azotea con bajo albedo (0.05), una de ellas con módulos orientados al sur y 40º de inclinación, que obtuvo un 5% de ganancia bifacial en energía, y otra con módulos bifaciales verticales orientados al este y oeste, que obtuvo un 1% de ganancia bifacial respecto a los monofaciales óptimamente orientados (Molin et al., 2018). Estos ejemplos muestran experimentalmente los beneficios de la tecnología fotovoltaica bifacial y el interés que dicha tecnología ha despertado en la comunidad científica.

Los módulos fotovoltaicos bifaciales aprovechan la irradiancia que incide sobre la cara posterior. Dicha irradiancia depende principalmente de las características reflexivas del suelo. Por esta razón, en el presente estudio, se pretende cuantificar teóricamente la influencia que el tipo de suelo tiene sobre el rendimiento de los sistemas bifaciales, para dar orientaciones a los instaladores, de manera que puedan mejorar la productividad de los sistemas a la hora de una posible elección en cuanto a la ubicación y tipo de terreno de la instalación. Para realizar el estudio, se seleccionan ocho tipos comunes de suelo y se considera una fila infinita de módulos bifaciales orientados al ecuador y con ángulo de inclinación según el estándar ASTM G173-03(2020) correspondiente a 37º (American Society for Testing and Materials, 2020). Los coeficientes de albedo de los diferentes suelos se generan mediante el software SMARTS, a partir de los espectros hemisféricos reflejado y global. Posteriormente, se introduce un modelo de radiación que considera la porción no sombreada y sombreada del suelo a la hora de calcular la irradiancia incidente sobre la cara posterior de los módulos. Los resultados del estudio permiten determinar los tipos mejores de suelo para la tecnología bifacial, así como cuantificar las ganancias que pueden llegar a obtenerse en la práctica.

2. Materiales y métodos

2.1. Tipos de suelo y albedo

En el presente estudio se han seleccionado ocho tipos de suelo comunes que puedan dar una visión amplia de las posibilidades de montaje. Dichos suelos son: 1) Suciedad

ligera; 2) Arena blanca; 3) Césped seco; 4) Hierba verde; 5) Cemento; 6) Ladrillo rojo; 7) Agua de mar; 8) Nieve. Los espectros de luz reflejados por cada tipo de suelo, así como la irradiancia espectral global horizontal, pueden obtenerse a partir del software libre SMARTS (*Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine*) (Gueymard, n.d.) a partir del dato de posición solar. En este caso, se ha seleccionado como posición solar la definida en el estándar ASTM G173-03(2020) (American Society for Testing and Materials, 2020) correspondiente a un ángulo cenital de 48.236º y sol procedente del ecuador (posición de masa de aire 1.5). SMARTS requiere además como entradas valores de aerosoles, vapor de agua precipitable y otros parámetros que se han ajustado a los valores especificados en dicho estándar. El software genera espectros para el rango de longitudes de onda entre 280 y 4,000 nm considerando cielo despejado. Los espectros pueden entonces integrarse a lo largo de todo el rango de longitudes de onda para obtener la irradiancia global horizontal (*GHI*) y la irradiancia reflejada horizontal procedente del suelo (*RHI*). El coeficiente de albedo (ρ) de cada tipo de suelo se obtiene entonces mediante:

$$\rho = RHI/GHI \qquad \textbf{(Ec. 1)}$$

SMARTS es un software utilizado ampliamente por investigadores e ingenieros y validado en numerosos campos como la calibración y prueba de espectrorradiómetros, la generación de espectros de referencia, el establecimiento de condiciones uniformes para la investigación en materiales, simulaciones de luz solar, verificación de modelos de radiación, arquitectura, ciencias atmosféricas, fotobiología, física de la salud, etc. (Gueymard, 2001). En la Fig. 1 se muestran los espectros reflejados por el suelo para los ocho tipos de suelo analizados junto con la Respuesta Espectral normalizada típica para la cara posterior de los módulos fotovoltaicos de Silicio monocristalino bifacial. Los espectros han sido generados por SMARTS y la Respuesta Espectral proviene de la literatura (Gostein et al., 2020).

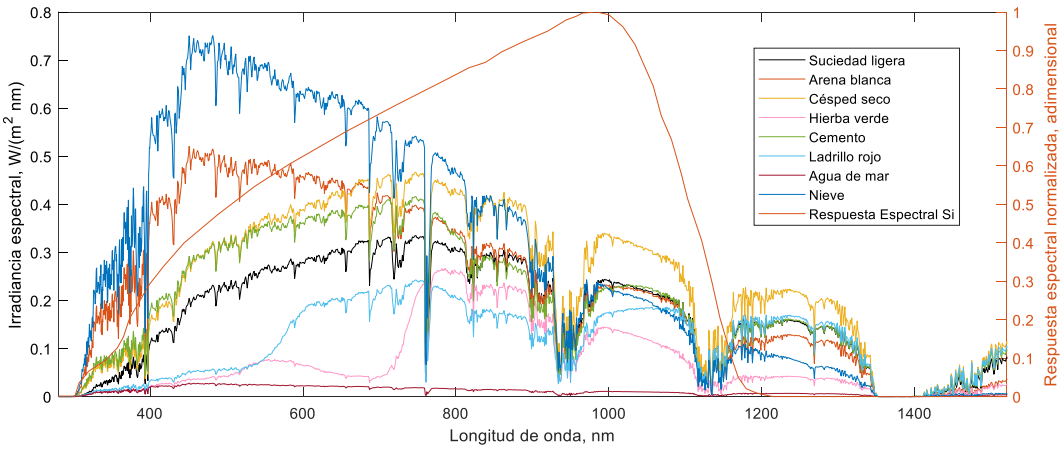


Figura 1. Espectros reflejados por los ocho tipos de suelo analizados en este estudio generados mediante SMARTS y Respuesta Espectral normalizada típica para la cara posterior de los módulos fotovoltaicos de Silicio monocristalino bifacial.

2.2. Modelo de radiación

Para desarrollar el modelo de radiación, se considera una fila infinita de módulos bifaciales orientados al ecuador con β = 37º de inclinación y una altura mínima sobre el suelo de h = 1 m. La longitud del módulo es de L = 2 m. La posición del sol es proveniente del ecuador y con un ángulo cenital Z = 48.236º. Primeramente se calcula la posición de la sombra que los módulos generan sobre el suelo, dada por las coordenadas x_a y x_b según el esquema de la Fig. 2. Dichas coordenadas tienen por ecuaciones:

$$x_a = h \cdot \tan Z \qquad \textbf{(Ec. 2)}$$

$$x_b = L \cdot \cos\beta + \left(h + L \cdot \text{sen}\beta\right) \cdot \tan Z \qquad \textbf{(Ec. 3)}$$

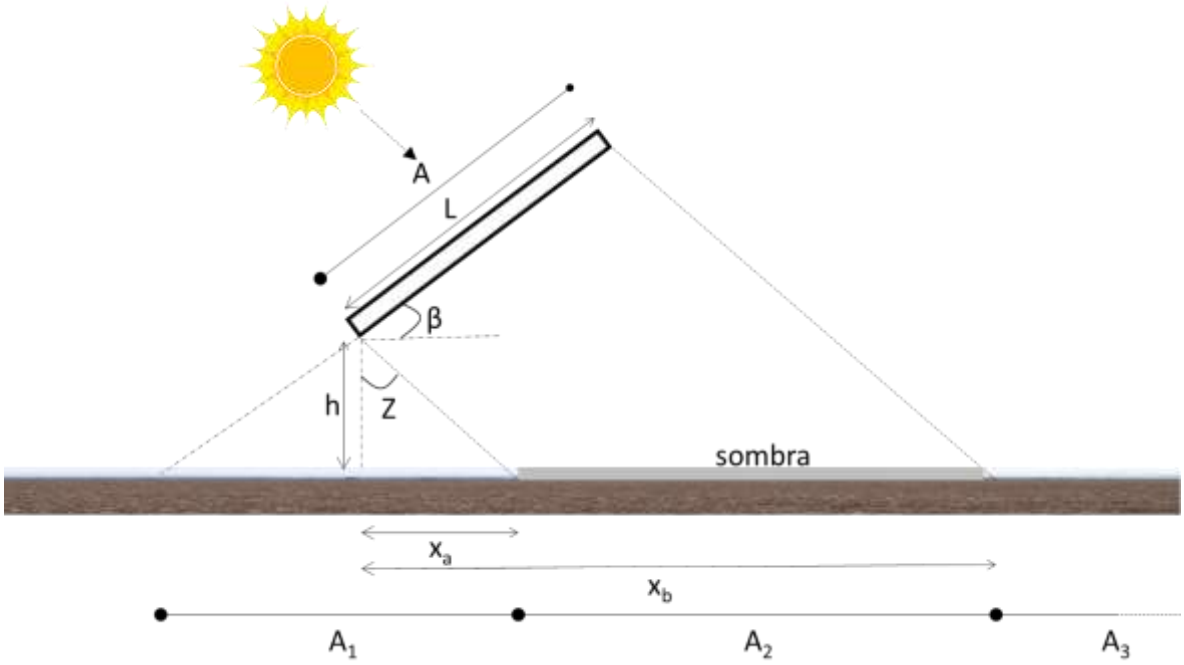


Figura 2. Esquema geométrico que muestra una fila infinita de módulos fotovoltaicos bifaciales junto con la sombra que generan en el terreno.

Una vez calculada la geometría del área sombreada, se deben obtener los factores de visión desde la cara posterior de la fila de módulos (área A). Los cuatro factores de visión son: $F_{A\rightarrow A1}$ (desde los módulos al área no sombreada de la izquierda del esquema), $F_{A\rightarrow A2}$ (desde los módulos al área sombreada), $F_{A\rightarrow A3}$ (desde los módulos al área no sombreada de la derecha del esquema) y $F_{A\rightarrow Cielo}$ (desde los módulos al cielo). Los tres primeros factores se calculan, teniendo en cuenta que la fila de módulos se considera infinita, de acuerdo a la regla de las cadenas cruzadas de Hottel (Hottel & Sarofim, 1967). Siguiendo la nomenclatura definida en la Fig. 3, en general, el factor de visión desde la superficie A hasta la A' ($F_{A\rightarrow A'}$) se puede calcular de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$F_{A\rightarrow A'} = \frac{CF + DE - CE - DF}{2 \cdot CD} \qquad \textbf{(Ec. 4)}$$

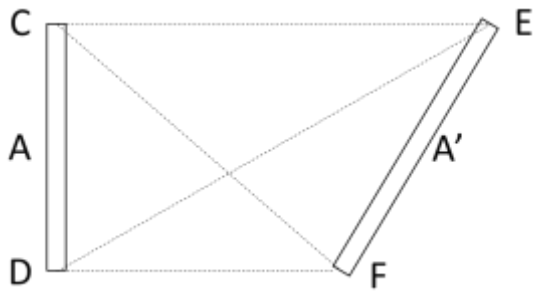


Figura 3. Esquema de la regla de las cadenas cruzadas de Hottel.

Siguiendo esta regla y considerando la geometría definida en la Fig. 2, se pueden calcular los siguientes factores de visión: $F_{A\rightarrow A1}$ = 0.312; $F_{A\rightarrow A2}$ = 0.408; $F_{A\rightarrow A3}$ = 0.180. Por otro lado, la suma de los cuatro factores de visión ha de ser uno. Por lo tanto, $F_{A\rightarrow Cielo}$ = 1 – (0.312 + 0.408 + 0.180) = 0.100.

A continuación, se ha de calcular la irradiancia global (*G*) que incide sobre la cara posterior de los módulos. Dicha irradiancia es suma de dos componentes: difusa procedente del cielo (*D*) más reflejada por el suelo (*R*). A su vez la componente reflejada por el suelo se puede descomponer en la suma de la reflejada por el área no sombreada (R_{no_som}) y la reflejada por el área sombreada (R_{som}). Por lo tanto, puede escribirse:

$$G = D + R_{no_som} + R_{som} \quad \textbf{(Ec. 5)}$$

Las tres componentes pueden obtenerse suponiendo una distribución isotrópica de la irradiancia difusa a partir de los factores de visión:

$$D = F_{A\rightarrow Cielo} \cdot DHI \quad \textbf{(Ec. 6)}$$

$$R_{no_som} = \left(F_{A\rightarrow A1} + F_{A\rightarrow A3}\right) \cdot \rho \cdot GHI \quad \textbf{(Ec. 7)}$$

$$R_{som} = F_{A\rightarrow A2} \cdot \rho \cdot DHI \quad \textbf{(Ec. 8)}$$

Siendo *GHI* la irradiancia global horizontal y *DHI* la irradiancia difusa horizontal, ambas calculadas integrando los espectros correspondientes obtenidos desde SMARTS, y ρ el coeficiente de albedo correspondiente al tipo de suelo analizado.

Dado que para todos los cálculos mencionados se ha utilizado la posición solar, posición de los módulos y demás variables correspondientes al espectro estándar, la irradiancia global incidente sobre la cara frontal es equivalente a la irradiancia en condiciones estándar: 1,000 W/m^2. Por esta razón, la ganancia en irradiancia debida a la contribución posterior en porcentaje puede expresarse de manera simple como:

$$Ganancia\ (\%) = (G/1{,}000\ \mathrm{W/m^2}) \times 100 \quad \textbf{(Ec. 9)}$$

3. Resultados y discusión

El método descrito en la sección 2 puede ser utilizado para obtener teóricamente las ganancias de irradiancia posterior de los módulos bifaciales para distintos tipos de suelo (SMARTS dispone de una base de datos de suelo muy amplia). En el presente estudio se han seleccionado 8 tipos de suelo y los resultados comparando el valor porcentual de albedo con el valor porcentual de ganancia posterior de irradiancia se presentan en la Fig. 4.



Figura 4. Porcentajes de albedo y ganancia posterior en irradiancia para módulos bifaciales considerando diferentes tipos de suelo.

Como puede apreciarse, el porcentaje de albedo es superior a la ganancia posterior de los módulos. Esto se debe a que el albedo cuantifica la irradiancia reflejada horizontal con relación a la irradiancia global horizontal, es decir, correspondería a módulos bifaciales montados en posición horizontal y no tendría en cuenta el efecto del sombreado sobre el suelo. En el tipo de montaje analizado en el presente estudio (módulos inclinados según indica el estándar ASTM G 173-03 (2020)), la cara posterior de los módulos "ve" menos área de suelo (es decir, recibe menos irradiancia reflejada por el suelo) y además se considera la reducción de irradiancia debida al sombreado de los módulos sobre el terreno. A pesar de estas diferencias, se verifica que cuanto mayor es el albedo, mayor es la ganancia de irradiancia posterior.

En la Fig. 4 se muestran los valores numéricos de albedo y ganancia posterior en porcentaje, ordenados de mayor a menor ganancia, es decir, del tipo de suelo más favorable al más desfavorable. Puede verse que, de los suelos analizados, el más favorable es la nieve, como podría haberse esperado debido a su alta reflectividad (21.6% de ganancia). Esta alta ganancia permite recomendar la adopción de la tecnología bifacial en zonas montañosas y con climas muy fríos. Le siguen en porcentaje de ganancia el césped seco y la arena blanca con 19.1% y 17.6% de ganancia. Estas dos alternativas son opciones reales que los instaladores pueden considerar para aumentar la productividad de sus instalaciones bifaciales. Por otro lado, existen tipos de suelo con propiedades de reflexión muy pobres. De los analizados, el peor es el agua de mar (1.7% de ganancia). Este resultado hace poco recomendable instalar tecnología bifacial en instalaciones fotovoltaicas flotantes en lagos o mares. También resulta pobre la ganancia de la hierba verde (6.2%) y en un tercer lugar, la del ladrillo rojo (10.5%). Sin embargo, los porcentajes de ganancia podrían ser suficientes como para justificar el uso de tecnología bifacial. Los datos arrojaron valores intermedios de ganancia para el cemento (16.2%) y la suciedad ligera (13.8%).

Estos resultados se pueden discutir con mayor profundidad mediante las siguientes consideraciones: En primer lugar, hay que

tener en cuenta que las ganancias reales en potencia eléctrica de los módulos bifaciales van a ser algo más pequeñas que las calculadas en el presente estudio, en función de las condiciones particulares de montaje. En este sentido, hay que tener en cuenta que la cara posterior de los módulos se ve parcialmente sombreada por las barras de sujeción de la estructura, e incluso, las celdas fotovoltaicas en los bordes de los módulos pueden verse parcialmente sombreadas por el marco de aluminio. Esto implicará menores ganancias de potencia eléctrica para casos de montajes reales.

En segundo lugar, habrá que tener en cuenta que los módulos bifaciales actualmente no presentan una bifacialidad del 100%, sino menor. Esto implica que la cara posterior es menos eficiente convirtiendo la irradiancia en electricidad que la frontal. Actualmente, se comercializan módulos bifaciales con bifacialidad entre el 70% y el 95%. Esto implica que, además del tipo de suelo, el parámetro de bifacialidad, que no se ha considerado en el presente estudio, influye en las ganancias eléctricas de los módulos bifaciales.

En tercer lugar, un aspecto escasamente estudiado es el del acoplamiento espectral entre la irradiancia reflejada por el suelo y la respuesta espectral del material semiconductor. Este efecto de acople espectral podría causar que suelos con un albedo similar pudieran originar respuestas eléctricas diferentes en el módulo bifacial. En el presente estudio se ha asumido que la potencia eléctrica es aproximadamente proporcional a la irradiancia global (integrada espectralmente en todo su ancho de banda) que incide sobre la superficie de captación. Pero podrían darse desviaciones de esta linealidad debido a los efectos espectrales ya que los materiales semiconductores presentan sensibilidad espectral.

Estas consideraciones ponen de manifiesto la importancia de desarrollar modelos más precisos para el comportamiento eléctrico de los módulos bifaciales. En este sentido, los resultados del presente estudio deberán ser contrastados frente a los resultados de otros modelos, aunque se estima que constituyen una buena aproximación al problema general de evaluar las ganancias debidas a diferentes tipos de suelo.

4. Conclusiones

La tecnología bifacial se encuentra en una demanda creciente debido a su capacidad para aumentar la productividad de las instalaciones fotovoltaicas. Estos módulos aprovechan la irradiancia que incide sobre la cara posterior procedente de la reflexión del suelo. El interés que despierta esta tecnología contrasta con la escasez de estudios sobre las mejores condiciones de montaje, debido a ser una tecnología relativamente nueva.

En el presente estudio, se analizaron diferentes tipos de suelo para cuantificar la ganancia debida a la irradiancia posterior de los módulos bifaciales. El análisis teórico utilizó la herramienta SMARTS en combinación con un modelo de radiación simple desarrollado con este fin. Los resultados indican que, de los ocho tipos de suelo analizados, la nieve, el césped seco y la arena blanca son los más favorables para las instalaciones bifaciales, con ganancias entre el 17.6% y el 21.6%. Sin embargo, el agua de

mar arroja muy pobres ganancias bifaciales, por lo que no se recomienda esta tecnología en instalaciones flotantes. Los resultados encontrados pueden considerarse una primera aproximación al problema, que deberá ser estudiado más en detalle incluyendo otros factores como el sombreado posterior, el nivel de bifacialidad del módulo y el impacto del espectro de la luz reflejada.

5. Referencias

American Society for Testing and Materials. (2020). *ASTM G 173-03 (2020), Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiance: Direct Normal and Hemispherical on 37 Tilted Surface*. https://www.astm.org/g0173-03r20.html

Castillo-Aguilella, J. E., & Hauser, P. S. (2016). Multi-Variable Bifacial Photovoltaic Module Test Results and Best-Fit Annual Bifacial Energy Yield Model. *IEEE Access*, *4*, 498–506. https://doi.org/10.1109/ACCESS.2016.2518399

Gostein, M., Marion, B., & Stueve, B. (2020). Spectral Effects in Albedo and Rearside Irradiance Measurement for Bifacial Performance Estimation. *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, 515–519. https://doi.org/10.1109/PVSC45281.2020.9300518

Gueymard, C. A. (n.d.). *SMARTS: Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine*. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Retrieved December 2, 2021, from https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/smarts.html

Gueymard, C. A. (2001). Parameterized transmittance model for direct beam and circumsolar spectral irradiance. *Solar Energy*, *71*(5), 325–346. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/S0038-092X(01)00054-8

Hottel, H. C., & Sarofim, A. F. (1967). *Radiative Transfer*. McGraw-Hill. https://books.google.com.mx/books?id=IAFRAAAAMAAJ

Lave, M., Stein, J., & Burnham, L. (2016). *Performance Results for the Prism Solar Installation at the New Mexico Regional Test Center: Field Data from February 15 - August 15, 2016*. https://www.osti.gov/biblio/1431472-performance-results-prism-solar-installation-new-mexico-regional-test-center-field-data-from-february-august

Libal, J., & Kopecek, R. (2015). *Bifaciality: One small step for technology, one giant leap for kWh cost reduction*. PVTech. https://www.pv-tech.org/bifaciality_one_small_step_for_technology_one_giant_leap_for_kwh_cost_reduc/

Molin, E., Stridh, B., Molin, A., & Wäckelgård, E. (2018). Experimental Yield Study of Bifacial PV Modules in Nordic Conditions. *IEEE Journal of Photovoltaics*, *8*(6), 1457–1463. https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2018.2865168

Rabanal-Arabach, J., & Schneider, A. (2016). Anti-reflective Coated Glass and its Impact on Bifacial Modules' Temperature in Desert Locations. *Energy Procedia*, *92*, 590–599. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.07.024

Stein, J. S., Riley, D., Lave, M., Hansen, C., Deline, C., & Toor, F. (2017). Outdoor Field Performance from Bifacial Photovoltaic Modules and Systems. *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist*

Conference (PVSC), 3184–3189. https://doi.org/10.1109/PVSC.2017.8366042

Sugibuchi, K., Ishikawa, N., & Obara, S. (2013). Bifacial-PV Power Output Gain in the Field Test Using "EarthON" High Bifaciality Solar Cells. *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, 4312–4317. https://doi.org/10.4229/28thEUPVSEC2013-5BV.7.72

VDMA. (2021). *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV). 2020 Results*. https://itrpv.vdma.org/en/

Wei, Q., Wu, C., Liu, X., Zhang, S., Qian, F., Lu, J., Lian, W., & Ni, P. (2016). The Glass-glass Module Using n-type Bifacial Solar Cell with PERT Structure and its Performance. *Energy Procedia*, *92*, 750–754. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.07.054

Yu, B., Song, D., Sun, Z., Liu, K., Zhang, Y., Rong, D., & Liu, L. (2016). A study on electrical performance of N-type bifacial PV modules. *Solar Energy*, *137*, 129–133. https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.08.011