

Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Estimación de la radiación incidente por la parte trasera de módulos fotovoltaicos bifaciales

Autor: Alejandro Abad Chamorro

Tutor: Isidoro Lillo Bravo

Elena Pérez Aparicio

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Estimación de la radiación incidente por la parte trasera de módulos fotovoltaicos bifaciales

Autor:

Alejandro Abad Chamorro

Tutor:

Isidoro Lillo Bravo

Elena Pérez Aparicio

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2021

Trabajo Fin de Grado: Estimación de la radiación incidente por la parte trasera de módulos fotovoltaicos bifaciales

Autor: Alejandro Abad Chamorro

Tutor: Isidoro Lillo Bravo
Elena Pérez Aparicio

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

A mi familia, la cual ha estado ahí cuando las cosas no han salido fáciles

A mis amigos, los cuales me han ayudado a seguir, a aquellos que han estudiado codo con codo a mi lado y a los que me han ayudado a olvidar durante un rato los estudios

A mis maestros, que me enseñaron desde el primer día experiencias y conocimientos que he aprendido todos los días, junto con la ayuda de mis tutores a terminar este proyecto

Resumen

El presente estudio pretende realizar una recopilación de la bibliografía más importante sobre los modelos teóricos de radiación en paneles bifaciales. En especial, este documento se centra en la radiación trasera de los paneles, buscando siempre la tendencia general de estos.

Además, tras terminar con esta parte del desarrollo, se realiza un experimento real en el que se mide en la terraza de los laboratorios de Termodinámica con dos piranómetros la radiación recogida por estos con unos paneles colocados simulando la radiación que recibiría un panel real. Se realizan distintos montajes para buscar la menor influencia posible en los datos debido a irregularidades en el montaje.

Finalmente, los datos recogidos se comparan con modelos realizados en SAM (que usa modelos de factores de forma) de la manera más parecida a la realidad posible con el fin de buscar las limitaciones en uno de los softwares más importantes en la energía renovable y así también comprobar la validez que puedan tener los modelos que se estudian al comienzo con uno de ellos. También se modela en Excel uno de los modelos de factores de formas que se entienden que pueden ser útiles para grandes plantas fotovoltaicas bifaciales y se compara con el experimento real para sacar conclusiones.

Abstract

The present study aims to compile the most important bibliography on theoretical models of bifacial panel radiation. In particular, this document focuses on the back radiation of the panels, always looking for the general trend of the bibliography.

In addition, after finishing this part of the study, a real experiment is carried out in which the radiation collected by two pyranometers is measured on the top of the thermodynamics laboratories with some panels placed simulating the radiation that a real panel would receive. Different assemblies are carried out in order to seek the least possible influence on the data due to irregularities in the assemblies.

Finally, the data collected are compared with a model made in SAM (which uses view factor models) as close to reality as possible in order to find the limitations in one of the most important software in renewable energy and also to check the validity of the models studied at the beginning with one of them. One of the shape factor models that are understood to be useful for large bifacial PV plants is also modelled in Excel and compared with the real experiment to draw conclusions.

Índice

Resumen	ix
Abstract	xi
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
1 Introducción	1
2 Objetivo	3
3 Modelos de Factores de Forma	4
3.1 <i>Modelo OET</i>	4
3.1.1 Modelo óptico	5
3.1.2 Modelo eléctrico	6
3.1.3 Modelo térmico	7
3.2 <i>Modelo Appelbaum</i>	7
3.2.1 Factores de vista	8
3.2.2 Factor de vista panel parte trasera-cielo	9
3.2.3 Factor de vista panel parte trasera-terreno	10
3.2.4 Factor de vista panel parte trasera-panel posterior	10
3.2.5 Elevación del colector sobre el suelo	11
3.2.6 Limitaciones de la definición del modelo	11
3.3 <i>Parámetros influyentes en la radiación trasera (artículo Yusufoglu)</i>	12
3.3.1 Parámetros estudiados	13
3.4 <i>Modelo Ledesma</i>	17
3.4.1 Radiación procedente del terreno	18
3.4.2 Radiación procedente del panel posterior	19
3.4.3 Radiación del cielo	20
4 Otros Modelos Estudiados	21
4.1 <i>Factores de configuración</i>	21
4.2 <i>Ray tracing</i>	23
5 Experimento de medición de radiación	25
5.1 <i>Descripción de la instalación</i>	25
5.1.1 Montaje 1	25
5.1.2 Montaje 2	25
5.1.3 Montaje 3	27
6 Modelo de SAM	29
6.1 <i>Desarrollo del modelo matemático en SAM</i>	29
6.1.1 Cálculo de los ángulos solares	29
6.1.2 Cálculo de la radiación	31
6.1.3 Cálculo de sombreados	32
6.3 <i>Modelado de nuestro experimento</i>	33
6.3.1 Archivo meteorológico	33
6.3.2 Albedo	33

6.3.3	Modelo de difusa para el cielo	33
6.3.4	Módulo	33
6.3.5	Inversor	33
6.3.6	Diseño del sistema	33
6.3.7	Sombreado y distribución	34
6.3.8	Otros parámetros a incluir	36
7	Análisis y validación del modelo de sam y modelo de Ledesma	37
7.1.	<i>Comparación con el primer montaje</i>	37
7.1.1	Comparación experimento y SAM	37
7.1.2	Comparación experimento y modelo Ledesma	41
7.2.	<i>Comparación con el segundo montaje</i>	44
7.2.1	Comparación experimento y SAM	44
7.2.2	Comparación experimento y modelo Ledesma	46
7.3.	<i>Comparación con el tercer montaje</i>	49
7.3.1	Comparación experimento y SAM	49
7.3.2	Comparación experimento y modelo Ledesma	51
8	Conclusiones	55
	Referencias	56

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 7-1 Errores cuadráticos medios para el primer montaje del modelo SAM	40
Tabla 7-2 Errores cuadráticos medios para el primer montaje del modelo Ledesma	44
Tabla 7-3 Errores cuadráticos medios para el segundo montaje del modelo de SAM	46
Tabla 7-4 Errores cuadráticos medios para el segundo montaje del modelo Ledesma	49
Tabla 7-5 Errores cuadráticos medios para el tercer montaje del modelo de SAM	51
Tabla 7-6 Errores cuadráticos medios para el tercer montaje del modelo Ledesma	54

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Tendencia de la tecnología bifacial en el mercado en los próximos años [2]	1
Figura 1-2. Esquema de la distribución de la planta de 100 kWp de Almería [3]	2
Figura 3-1. Diagrama de bloques del modelo OET [13]	4
Figura 3-2. Esquema básico de los factores de forma desde el punto de estudio [13]	6
Figura 3-3. Circuito equivalente para una celda solar	7
Figura 3-4. Circuito térmico equivalente	7
Figura 3-5. División del panel en las tres zonas, paralelas al terreno [17]	8
Figura 3-6. Método de las cuerdas para dos superficies finitas [17]	9
Figura 3-7. Factor de forma de la parte trasera (CD) con el cielo [17]	9
Figura 3-8. Representación factores de forma de cada franja junto con el promedio con el cielo [17]	9
Figura 3-9. Factor de vista parte trasera-terreno [17]	10
Figura 3-10. Representación de factores de forma promedio y de cada franja entre terreno y panel [17]	10
Figura 3-11. Factor de vista parte trasera-panel posterior [17]	11
Figura 3-12. Factor de visión con el terreno de la parte trasera con el panel elevado [17]	11
Figura 3-13. Representación gráfica de la construcción del problema [5]	12
Figura 3-14. Distribución de las radiaciones en los dos lugares estudiados en el artículo [5]	13
Figura 3-15. Representación de la sombra del propio panel sobre la superficie reflectante [5]	13
Figura 3-16. Representación de los valores máximo, mínimo y promedio para las elevaciones de 1m (a) y 10cm (b)), además se representa GHI y DHI para esos momentos [5]	14
Figura 3-17. Influencia de la altura con la energía anual recibida por el panel en El Cairo (a) y en Oslo (b) [5]	14
Figura 3-18. Tendencia del ángulo óptimo del panel en función de albedo y elevación [5]	15
Figura 3-19. Representación de cómo se construyeron las superficies reflectantes en el artículo (P es la representación vertical del centro del módulo) [5]	16
Figura 3-20. Influencia de la superficie reflectante respecto a la del panel en la producción anual [5]	16
Figura 3-21. Efecto combinado de la elevación del panel en El Cairo [5]	17
Figura 3-22. Efecto combinado de la elevación del panel en Oslo [5]	17
Figura 3-23. Contribuciones del suelo, la fila trasera y el cielo a la radiación trasera. [19]	18
Figura 3-24. Geometría y patrón de sombra para una fila en el problema 2D [19]	18
Figura 3-25. Ángulos de la contribución a la radiación del terreno [19]	19
Figura 4-1. Componentes participantes en la radiación trasera de un panel [8]	21
Figura 4-2. Cálculo de ratios para el artículo de geometría solar [8]	22
Figura 4-3. Métodos de trazado de los modelos <i>Ray-Tracing</i> [22]	23

Figura 5-1. Localización del experimento en la terraza del laboratorio de Termodinámica de la E.T.S.I. [Google Maps]	25
Figura 5-2. Primer montaje, vista frontal	26
Figura 5-3. Primer montaje, vista posterior	26
Figura 5-4. Detalle del piranómetro delantero	26
Figura 5-5. Detalle del piranómetro trasero	26
Figura 5-6. Sombreado del panel sobre el suelo debajo del piranómetro trasero	26
Figura 5-7. Detalle del piranómetro trasero en la nueva situación, más centrado en el eje del panel, pero con el problema de la estructura	27
Figura 5-8. Nueva colocación del piranómetro y el panel que se dejó en el segundo montaje	27
Figura 5-9. Detalle del piranómetro trasero centrado en el eje de simetría del panel	27
Figura 6-1. Ángulos calculados en el software SAM [23]	30
Figura 6-2. Ángulos necesarios para la caracterización de los paneles [23]	31
Figura 6-3. Orientación e inclinación del panel	34
Figura 6-4. Objetos dibujados en el calculador de sombras [Google Maps]	34
Figura 6-5. Resultado de los objetos dibujados en la herramienta	35
Figura 6-6. Parámetros necesarios en SAM para el cálculo de las auto-sombras [SAM]	35
Figura 6-7. Mensaje de error a la hora de cambiar el período de análisis [SAM]	36
Figura 7-1. Montaje 1	37
Figura 7-2. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 20 de agosto	38
Figura 7-3. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 4 de septiembre	38
Figura 7-4. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 15 de agosto	39
Figura 7-5. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 31 de agosto	39
Figura 7-6. Paneles con el edificio de acceso a la espalda	40
Figura 7-7. Ángulos solares [26]	41
Figura 7-8. Ángulos límite Θ_1 y Θ_2 del sombreado desde el punto de estudio	41
Figura 7-9. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 20 de agosto	42
Figura 7-10. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 4 de septiembre	42
Figura 7-11. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 15 de agosto	43
Figura 7-12. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 31 de agosto	43
Figura 7-13. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 12 de septiembre	44
Figura 7-14. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 17 de septiembre	45
Figura 7-15. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 16 de septiembre	45
Figura 7-16. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 13 de septiembre	46
Figura 7-17. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 12 de septiembre	47
Figura 7-18. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 17 de septiembre	47
Figura 7-19. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 16 de septiembre	48

Figura 7-20. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 13 de septiembre	48
Figura 7-21. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 8 de octubre	49
Figura 7-22. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 13 de octubre	50
Figura 7-23. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 6 de octubre	50
Figura 7-24. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 9 de octubre	51
Figura 7-25. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 8 de octubre	52
Figura 7-26. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 13 de octubre	52
Figura 7-27. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 6 de octubre	53
Figura 7-28. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 9 de octubre	53

1 INTRODUCCIÓN

La tecnología bifacial es una tecnología desarrollada desde hace años. Esta aprovecha la radiación que recibe en su parte trasera, aumentando la producción eléctrica del panel. Esta ventaja hace que a día de hoy sea atrayente, debido a la reducción de costes de la fabricación de los paneles con nuevas técnicas de fabricación de los mismos. Hay artículos que defienden que se puede conseguir hasta un 50% de producción en algunos casos [1], en los que se prueban experimentalmente, en diferentes terrenos con diferentes valores de albedo, la diferencia de producción de un panel bifacial y uno convencional, llegando a demostrar, que con la misma técnica de producción se consigue mayor producción eléctrica con los paneles bifaciales, haciéndolos más rentables que los monofaciales. Aunque en estos últimos años se está desarrollando y hay previsión de mayor dominio de esta tecnología en comparación con la monofacial [2], como se puede ver en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, no siempre ha sido así. La tecnología bifacial se empieza a desarrollar en los años 60, cuando se empieza a modelar y desarrollar experimentos para instalaciones aisladas, de telecomunicaciones y de bombeo.

Bifacial cell in world market

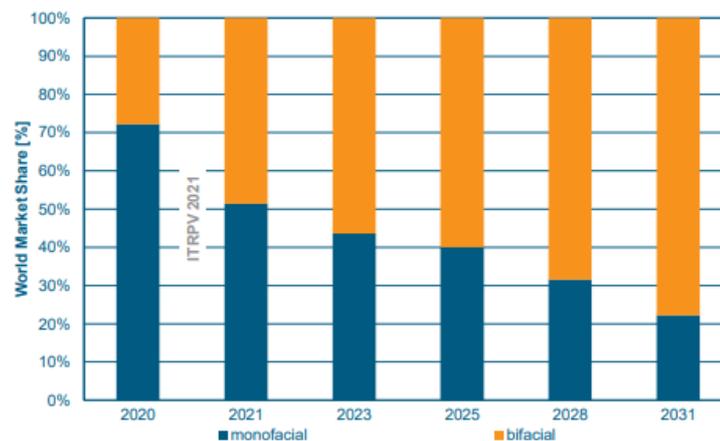


Figura 1-1. Tendencia de la tecnología bifacial en el mercado en los próximos años [2]

Posteriormente, la empresa española ISO-FOTÓN comenzó con la producción en serie de este tipo de paneles en la década de los 80. Con esto, el clima peculiar y ciertas inversiones se comenzó con ciertas instalaciones para desarrollar esta tecnología, como en la Plataforma Solar de Almería (PSA), en la cual se hizo una instalación conectada a red de 100 kWp de diferentes naturalezas fotovoltaicas, entre ellas la bifacial [3].

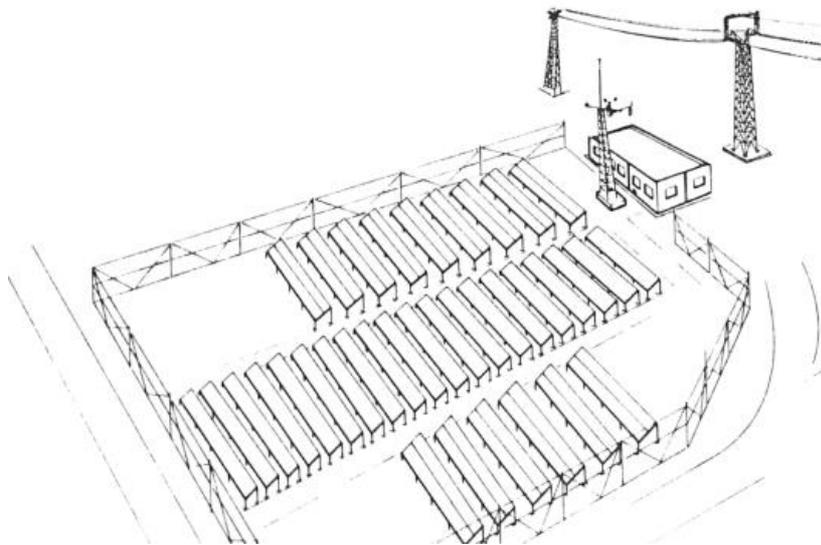


Figura 1-2. Esquema de la distribución de la planta de 100 kWp de Almería [3]

Posteriormente, se continúan los desarrollos teóricos con más proyectos en el territorio español, concretamente en San Agustín Guadalix, en el que el Ministerio de Ciencia aporta fondos para su desarrollo, en el que se instala una planta de paneles bifaciales de 40 kW y en el que se impulsa el estudio y posterior modelado teórico de la radiación trasera de los paneles y de la sobreproducción eléctrica de estos. En estos años se empezaron a desarrollar los conceptos conocidos en el sector energético y de transmisión de calor de factores de vista, mapas de albedo y los modelos de radiación difusa isotrópica, como el conocido modelo de radiación de Liu y Jordan [4].

Otros artículos [5] [6] [7], estudian la rentabilidad de colocar suelo con alto albedo, con diversas orientaciones, etc., pero no se termina de desarrollar e implementar esta tecnología del todo en el mercado.

Dicha tecnología se estanca hasta estos últimos años, en los que se desarrollan otros tipos de modelo (factores de configuración [8] o Ray-Tracing [9], [10]) aunque los modelos basados en los factores de vista siguen siendo (con diferente grado de precisión) los más extendidos.

En la actualidad, debido a las mayores inversiones en el sector renovable, fotovoltaico y en especial en la tecnología bifacial, se publican muchos modelos y se desarrollan más experimentos y plantas que hacen que la potencia instalada y la producción anual sea cada vez mayor [2] [11] [12].

En el presente documento se intenta realizar una visión de los artículos principales que se tratan en la actualidad, haciendo especial hincapié en aquellos que tratan los modelos de factores de vista para grandes plantas fotovoltaicas bifaciales, con gran número de paneles en cada fila con, a su vez, gran número de filas en la planta.

Por último, se realiza una medición en la terraza de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (E.T.S.I.) de Sevilla y se compara con un modelado realizado en SAM ayudado de una simulación en 3D, aproximada, de dicho campo de pruebas. También se realiza un modelo teórico en Excel basado en el modelo de Ledesma, que en el presente documento se desarrolla y se realiza una explicación más detallada, y se comparará con el experimento realizado en la Escuela.

2 OBJETIVO

En vista de la gran aceptación que van a tener en los próximos años los modelos fotovoltaicos bifaciales, en el presente documento se busca una comprobación adecuada para ver si realmente estos modelos teóricos son apropiados y serían útiles para usarlos en futuros proyectos de este tipo con el respaldo suficiente, antes de llevarlo a un campo de experimentación, con el encarecimiento en la parte de la inversión de viabilidad que eso supone.

Se compararán diversos tipos de modelos para ver cuál de ellos tienen mayor aceptación dentro de las principales publicaciones y los autores más señalados y experimentados en el tema. Una vez determinado el tipo de modelo más aceptado se buscará cuál de ellos puede ser el más interesante en el ámbito de las grandes plantas, aquellas que se caracterizan por tener gran cantidad de filas con longitudes de varios paneles de largo.

Esto se hará para poner a prueba el modelo que se considere más interesante a la misma vez que se comparará también un modelo de los softwares más potentes de la ingeniería renovable, el System Advisor Model mediante un experimento, para llevar a cabo una comparación de los dos y ver las discrepancias que tienen con la realidad.

Con estas comprobaciones se pretende que, si son lo suficientemente concluyentes, en una futura planta fotovoltaica bifacial, recoger datos de radiación de manera simple y barata y, mediante los modelos teóricos estudiados aquí, sacar una estimación con cierto grado de precisión como para darle viabilidad a estos números y poder realizar el proyecto sin coste excesivo inicial alguno.

3 MODELOS DE FACTORES DE FORMA

Observando la bibliografía sobre el modelado de la radiación bifacial, se puede llegar a la conclusión que la tendencia principal es la de modelar en base a los conceptos de factores de forma de la transmisión de calor.

Además de esto, se pueden encontrar modelos con mayor o menor complejidad y con unas simplificaciones u otras. Algunos usan la simplificación de usar modelos en dos dimensiones (suponiendo la longitud de la hilera infinita), que una fila de paneles no afecte a otra (estudiado como una sola fila de paneles). En cambio, ciertos autores o softwares, como puede ser el System Advisor Model (SAM), el cual usa modelos 3D, que, aunque son más complejos, tienen una exactitud bastante buena a la hora de aproximarse a la realidad, como se comprueba en el apartado correspondiente al modelado en SAM.

A continuación, se describirán los modelos presentados, parámetros más importantes a tener en cuenta y publicaciones más destacadas en las que se tratan los modelos de radiación trasera usando los factores de forma como base para el modelado de la radiación que llega a los paneles.

3.1 Modelo OET

Modelo presentado por la Universidad de Shanghái, por W. Gu et al. [13]. El modelo consiste en un problema acoplado para conseguir temperatura de celda y potencia eléctrica de salida del panel y cuyo objetivo es demostrar la relación entre radiación solar, electricidad y transferencia de calor.

Los datos de entrada serán los datos de radiación de la localización a estudiar y los parámetros de la instalación, que al ser tratados por el modelo del problema acoplado se obtiene temperatura de la celda y potencia eléctrica de los paneles, esquematizado en la Figura 3-1.

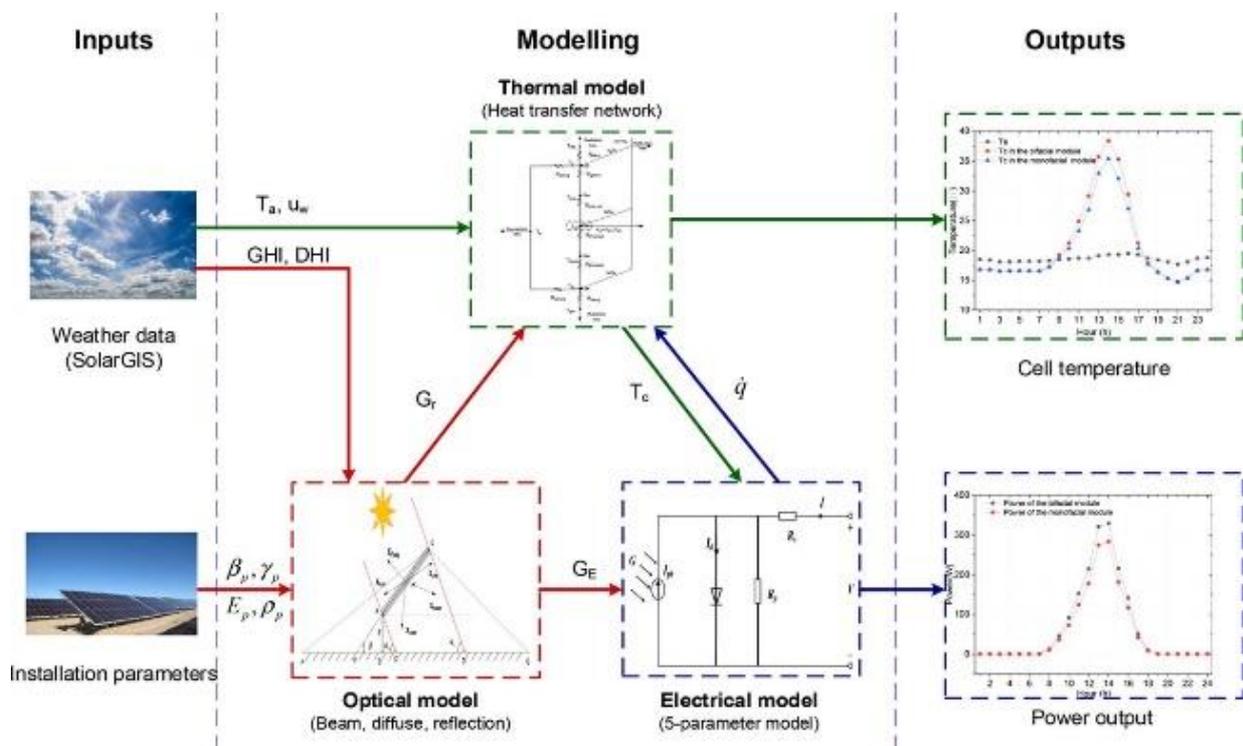


Figura 3-1. Diagrama de bloques del modelo OET [13]

En este modelo se proponen ciertas aproximaciones que son necesarias tener en cuenta a la hora de valorar el porcentaje de error que se va a acometer y la disparidad con respecto a los datos para experimentos reales:

- 1) Problema de 2D y con procesos de transferencia de calor variables en el tiempo. Esto quiere decir, que los flujos de calor y los valores de la temperatura son variables a lo largo del tiempo y la dirección.
- 2) Las pérdidas térmicas por radiación y convección solo se tienen en cuenta en el panel, tanto el trasero como el delantero.
- 3) Los parámetros de los materiales se toman como constantes independientemente del de la temperatura.
- 4) Las propiedades del cristal EVA son iguales en ambos lados del panel.
- 5) El rendimiento energético es el mismo en ambos lados del panel.

Para el presente estudio la aproximación más importante a tener en cuenta es la primera, en la cual se desprecia la posible influencia de otras filas de la instalación o la sombra de paneles contiguos de la propia fila del panel.

En el desarrollo presentado por los autores se plantean tres problemas conjuntos y dependientes entre sí, para un panel fotovoltaico bifacial.

3.1.1 Modelo óptico

El modelo óptico usa los factores de forma que se presenten para entender los diferentes componentes que intervienen en la contribución de la radiación, tanto en el lado delantero como en el trasero.

Los datos de entrada para dicho problema son los datos meteorológicos de radiación global horizontal (GHI) y difusa horizontal (DHI). En el artículo se usan los datos de SolarGIS, aunque abre la posibilidad del uso de cualquier otra base de datos de calidad suficiente.

La radiación delantera (G_F) en este modelo se define como:

$$G_F = G_b^F + G_d^F + G_r^F = (GHI - DHI) * R_b^F + DHI * X_{F,sky} + GHI * \rho_p * X_{F,sky}$$

Donde:

G_b^F radiación directa frontal	R_b^F ratio entre irradiancia inclinada y frontal
G_d^F radiación difusa frontal	$X_{F,sky}$ factor de forma cara frontal-cielo
G_r^F radiación reflejada frontal	ρ_p Albedo del terreno

Para definir la ratio entre la radiación frontal inclinada y frontal se tiene en cuenta lo siguiente:

$$R_b^F = \frac{\cos \theta^F}{\cos \theta_Z^F} \text{ si } (\gamma_p - \pi/2 \leq \omega \leq \gamma_p + \pi/2) \quad \text{Ó} \quad R_b^F = 0 \text{ si } (\omega < \gamma_p - \pi/2 \text{ ó } \omega > \gamma_p + \pi/2)$$

Donde γ_p es el azimut del panel, θ ángulo de incidencia solar, θ_Z ángulo cenital y ω ángulo horario.

De manera análoga, la radiación de la cara trasera del panel es obtenida como:

$$G_R = G_b^R + G_d^R + G_r^R = (GHI - DHI) * R_b^R + DHI * X_{R,sky} + GHI * \rho_p * X_{R,usgrd} + DHI * \rho_p * X_{R,sgrd}$$

Donde:

G_b^R radiación directa trasera	$X_{R,usgrd}$ factor de forma cara trasera-terreno no sombreado
G_d^F radiación difusa trasera	
G_r^F radiación reflejada trasera	$X_{R,sgrd}$ factor de forma cara trasera-terreno sombreado
R_b^R ratio entre irradiancia inclinada y frontal	ρ_p Albedo del terreno
$X_{R,sky}$ factor de forma cara trasera-cielo	

Siendo la ratio entre la radiación frontal inclinada y frontal de la parte trasera definida como:

$$R_b^R = 0 \quad \text{si } (\gamma_p - \pi/2 \leq \omega \leq \gamma_p + \pi/2) \quad \text{Ó} \quad R_b^R = \frac{\cos \theta^R}{\cos \theta^F} \quad \text{si } (\omega < \gamma_p - \pi/2 \text{ ó } \omega > \gamma_p + \pi/2)$$

Se comprueba que cuando la ratio para la parte trasera es 0, para la frontal no, y viceversa, prueba de que la componente directa no puede incidir en ambas partes del panel de manera simultánea.

En lo que se refiere a los factores de forma se observa que para la parte frontal aparecen dos factores de forma, los que respecta al cielo y al terreno con dicha parte ($X_{F,sky}$ y $\rho_p * X_{F,sky}$); y para la parte trasera de igual manera, pero incluyendo un tercero que aparece a la hora de descomponer el del suelo en “suelo sombreado” y “suelo sin sombrear” ($X_{R,sky}$, $\rho_p * X_{R,usgrd}$ y $\rho_p * X_{R,sgrd}$).

Todos ellos se desarrollan geoméricamente y matemáticamente en el estudio. La Figura 3-2, extraída del artículo, esquematiza los factores de forma desde el punto de estudio del panel para un panel de altura H_p , elevación E_p e inclinación β_p .

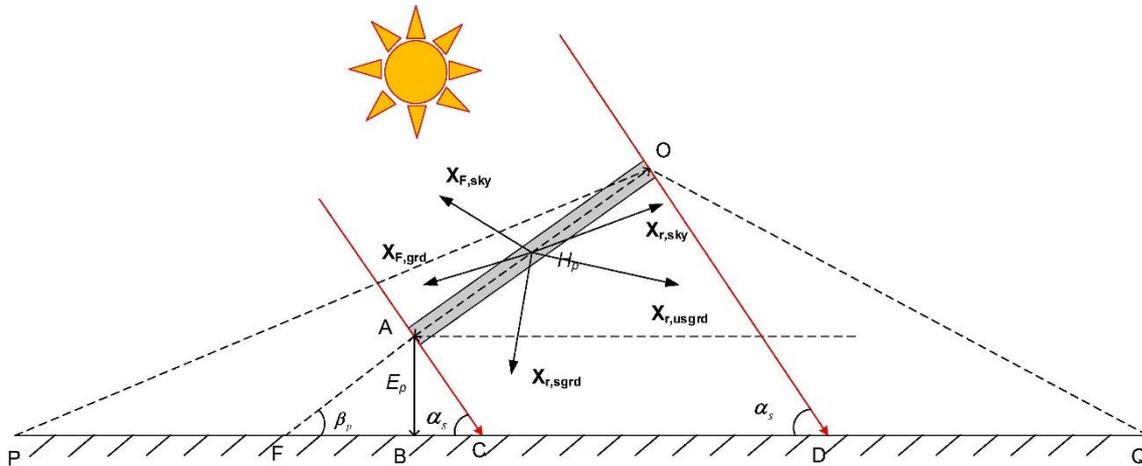


Figura 3-2. Esquema básico de los factores de forma desde el punto de estudio [13]

3.1.2 Modelo eléctrico

Para calcular la potencia fotovoltaica del panel, objetivo final del modelo, es necesario saber previamente los valores de las componentes de dicho modelo, ya sea usando los datos de la temperatura de la celda (procedente del modelo térmico) y de la irradiancia equivalente (desde el modelo óptico) o también usando datos procedentes de las pruebas regladas y normalizadas para medir las características de los dispositivos fotovoltaicos, como la IEC TS 60904-1-2: 2019 para la medición de las características de corriente-voltaje de dispositivos fotovoltaicos bifaciales.

Esto es necesario para el circuito equivalente del modelo eléctrico, certificado por otros artículos anteriores al del presente modelo estudiado, mostrado en la Figura 3-3.

Como se observa, en el modelo aparece un diodo, una resistencia en serie y otra en paralelo.

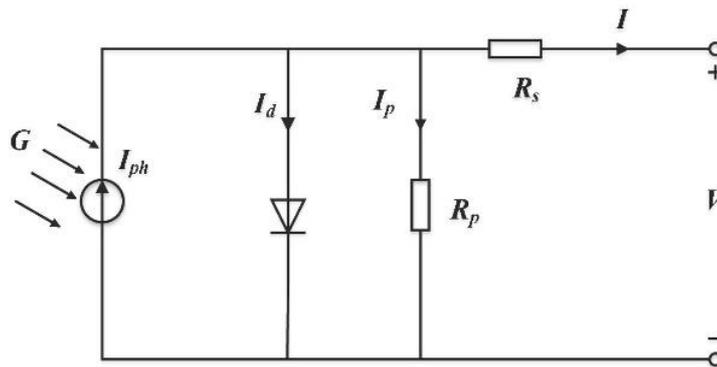


Figura 3-3. Circuito equivalente para una celda solar

3.1.3 Modelo térmico

La potencia de salida real del panel, objetivo del artículo estudiado, se calcula con los datos de la radiación y la temperatura de la celda. Para el primero se ha explicado el modelo óptico, que además se puede medir con un pirómetro como segunda opción de dato de entrada. Por otro lado, la temperatura de la celda no se puede medir directamente con un termopar, por lo que es necesario el modelo térmico para saberlo.

Para desarrollar el modelo térmico es necesario adquirir los flujos de energía, que se pueden representar en la Figura 3-4 mediante el circuito térmico equivalente. Es fácil observar que la energía de entrada es la irradiancia total recibida.

Todas las resistencias térmicas son estudiadas y calculadas con los métodos tradicionales de los procesos de transmisión de calor.

Como datos de entrada son necesario datos climatológicos tales como temperatura ambiente y velocidad del viento de la localización del panel a estudiar además de la irradiancia tanto delantera como trasera del panel, para dar como resultado la temperatura de la celda, que podrá ser usada en el modelo eléctrico y como salida del modelo, como se muestra en la Figura 3-1.

Este modelo resulta simple de implementar, pero no está del todo demostrado que sea correcto asumir los errores que suponen las simplificaciones antes descritas para hacer una predicción de una planta en una localización previa al visto bueno del montaje de la misma a modo de previsión para la inversión de un proyecto real.

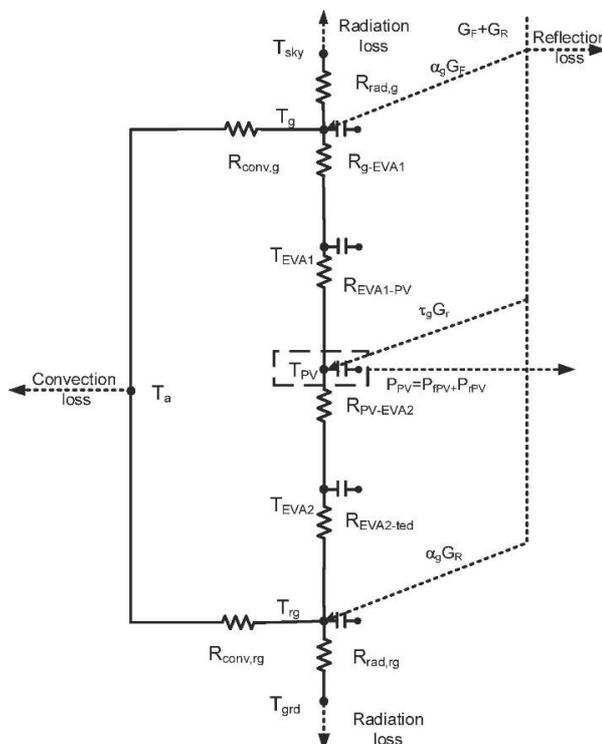


Figura 3-4. Circuito térmico equivalente

3.2 Modelo Appelbaum

Este modelo usa los factores de vista, construidas en base al método de las cuerdas de Hottel para definir la influencia que tienen unas filas sobre otras y estas con el suelo, reduciendo las simplificaciones importantes a una, que las filas son suficientemente larga como para considerar longitud infinita y poder hacer de él un problema plano en dos dimensiones.

Existen varias publicaciones que demuestran que la simplificación de un problema en dos dimensiones, para hileras de paneles de al menos 10 paneles y con al menos un eje de seguimiento, está dentro de un 5% de error a la hora de modelar la radiación trasera [14], [15]. Esto, junto con que supone una simplificación considerable en la complejidad del problema, hace que sea la tendencia en muchas publicaciones del tema en la actualidad.

Se define la radiación solar sobre un plano inclinado (G_β) como:

$$G_\beta = G_b \cos \theta + F_{A1 \rightarrow sky} G_{dh} + \rho * F_{A1 \rightarrow grd} G_h$$

Donde:

G_b irradiancia normal al plano	$F_{A1 \rightarrow sky}$ factor de vista frente panel-cielo
G_{dh} irradiancia difusa sobre horizontal	$F_{A1 \rightarrow grd}$ factor vista frente panel-terreno
G_h global sobre la horizontal	ρ albedo

Como en el presente documento se tratan y buscan modelos correspondientes con la parte trasera del panel, tendremos en cuenta las siguientes particularidades:

- 1) La primera componente, la de la radiación directa, solo afectará al panel en aquellos días en los que el ángulo solar sea mayor a 90° .
- 2) Los factores de vista deben de hacerse desde la parte trasera con la fila anterior, el terreno posterior al panel estudiado y al cielo desde la parte de detrás.
- 3) Las hileras de los paneles se consideran infinitas (longitud hilera $\gg H$), por tanto, el problema se simplifica a un problema de 2D, como hemos mencionado anteriormente.

3.2.1 Factores de vista

Los factores de vista, para hacerlo más apropiado, se realiza por el método de las cuerdas de Hottel [16], el cual se trazan cuerdas para calcular factores de vista entre dos superficies, supuestas infinitamente largas. Además, el panel se divide en tres franjas (Figura 3-5), para realizar un pequeño gráfico para cada factor y observar la diferencia entre la franja pegada al terreno y la que está más alejada de él.

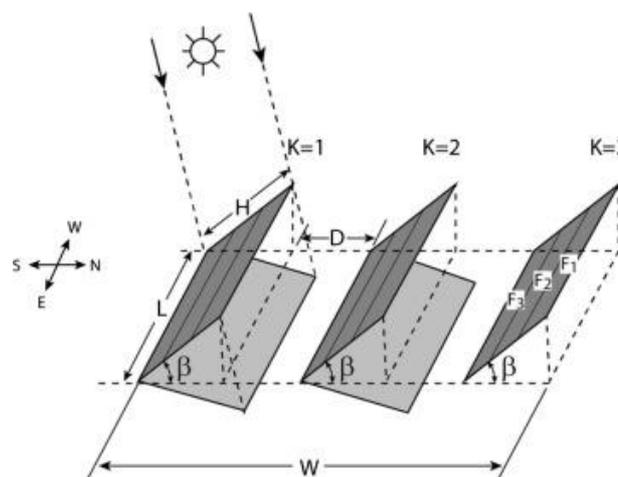


Figura 3-5. División del panel en las tres zonas, paralelas al terreno [17]

En la Figura 3-6, se puede observar cómo se trazan para las superficies A1 y A2. Con esto, el factor de forma queda:

$$F_{A1 \rightarrow A2} = \frac{CF + DE - CE - DF}{2 CD}$$

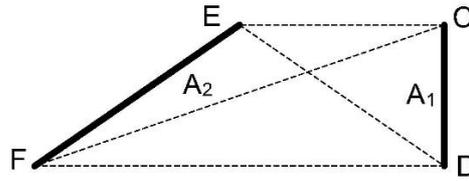


Figura 3-6. Método de las cuerdas para dos superficies finitas [17]

Con esto ya podemos definir los factores de forma del panel por la su parte trasera con el cielo ($F_{H \rightarrow sky}^r$), con el terreno ($F_{H \rightarrow gra}^r$) y con la parte frontal del panel que tenga detrás ($F_{H \rightarrow H}^r$).

3.2.2 Factor de vista panel parte trasera-cielo

El factor de forma promedio entre cielo y parte trasera (Figura 3-7) viene definida por:

$$F_{H \rightarrow sky}^r = \frac{H + D + H \cos \beta - [(D + 2H \cos \beta)^2 + (H \sin \beta)^2]^{1/2}}{2H}$$

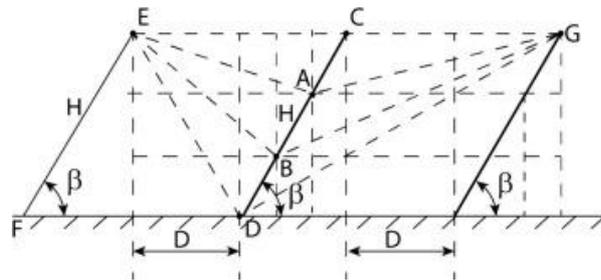


Figura 3-7. Factor de forma de la parte trasera (CD) con el cielo [17]

Comprobando esto en la Figura 3-8, con el factor de forma de cada franja del panel se observa que para una primera aproximación es válido, al tratarlo como un único elemento, aunque la dispersión y la diferencia entre las diferentes franjas no la hace del todo correcta.

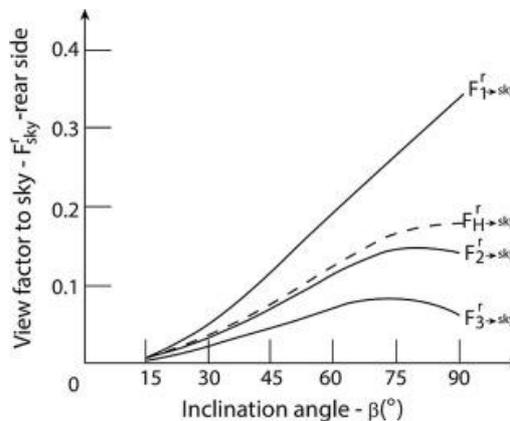


Figura 3-8. Representación factores de forma de cada franja junto con el promedio con el cielo [17]

3.2.3 Factor de vista panel parte trasera-terreno

El factor promedio de la parte trasera, en este caso CF, representado en la Figura 3-9, viene dado por:

$$F_{H \rightarrow \text{grd}}^r = \frac{H + D + H \cos \beta - [D^2 + (H \sin \beta)^2]^{1/2}}{2H}$$

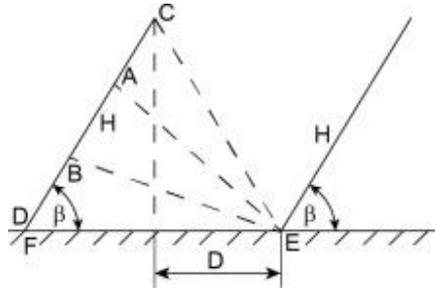


Figura 3-9. Factor de vista parte trasera-terreno [17]

Como en el caso anterior, esta vez en la Figura 3-10, el promedio se ve bien representado para las tres franjas en las que se divide, incluso, para este factor de forma es más apropiado usar el promedio en lugar de cada franja, ya que la diferencia entre uno y otro es mucho menor.

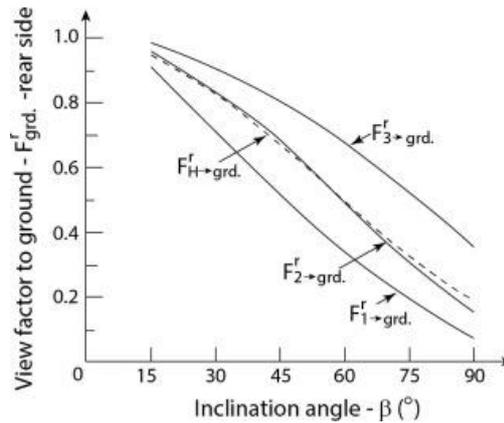


Figura 3-10. Representación de factores de forma promedio y de cada franja entre terreno y panel [17]

3.2.4 Factor de vista panel parte trasera-panel posterior

El factor promedio entre colectores de la parte trasera con el panel posterior, lo representamos como:

$$F_{H \rightarrow H}^r = \frac{[(D + 2H \cos \beta)^2 + (H \sin \beta)^2]^{1/2} + [(H \sin \beta)^2 + D^2]^{1/2} - 2(D + H \cos \beta)}{2H}$$

Este es el mismo que el de la cara frontal con el siguiente panel, por tanto, $F_{H \rightarrow H}^r = F_{H \rightarrow H}^f$, como se ve gráficamente en la Figura 3-11.

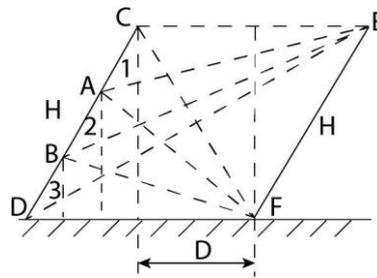


Figura 3-11. Factor de vista parte trasera-panel posterior [17]

3.2.5 Elevación del colector sobre el suelo

Los factores de vista al cielo del colector no se ven afectados por la elevación (levantamiento) de los colectores sobre el suelo. Sin embargo, los factores de visión al suelo pueden verse afectados.

El factor de vista a tierra del lado trasero del colector con elevación se calcula con la ayuda de la Figura 3-12:

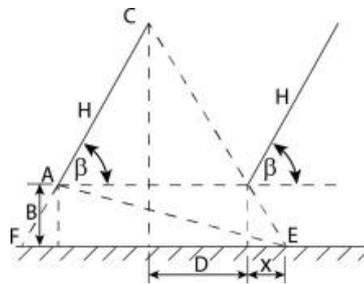


Figura 3-12. Factor de visión con el terreno de la parte trasera con el panel elevado [17]

De la geometría, se puede obtener la distancia X dada por:

$$X = \frac{B * D}{H \sin \beta}$$

Aplicando nuevamente la regla de la cadena, obtenemos $F_{H \rightarrow grd}^r$:

$$F_{H \rightarrow grd}^r = \frac{H + [B^2 + (H \cos \beta + D + X)^2]^{1/2} - [(H \sin \beta + B)^2 + (D + X)^2]^{1/2}}{2H}$$

3.2.6 Limitaciones de la definición del modelo

En conclusión, se puede llegar a la conclusión de que los factores de vista dependen de la distancia entre filas de paneles y de la altura de estos con respecto al terreno (aunque esto no afecta al correspondiente con el cielo). De igual manera, estas características también afectan a cada componente de la radiación que le llega al panel en su reverso, ya que los factores de forma se ven afectados.

En cambio, el modelo no distingue entre zona sombreada por el propio panel y zona que no lo está en el terreno, ya que la componente de la difusa reflejada en la ecuación inicial no es del todo correcta al no tener en cuenta este factor, cuando además en la Figura 3-5 del propio artículo se aprecia.

Por último, sería apropiado estudiar el hecho de que al dividir el panel en tres franjas es conveniente porque cada parte del panel recibe más radiación de una componente u otra, debido de igual manera a que sus factores de forma son diferentes, aunque el uso del factor de forma promedio no parece mala aproximación para un primer cálculo.

3.3. Parámetros influyentes en la radiación trasera (artículo Yusufoglu)

U.A. Yusufoglu y su equipo realiza un estudio de los paneles bifaciales bajo diferentes condiciones y realiza una optimización de los principales parámetros, tanto de la localización como de la instalación y el montaje. Para ello, estudia la variación de dichos parámetros mediante: localización, albedo, tamaño de la superficie reflectante y condiciones de montaje (ángulo inclinación y elevación). Se realiza un estudio de la influencia de cada parámetro en la radiación tanto delante como trasera, aunque solo es de nuestro interés la parte correspondiente a la trasera.

La irradiancia directa y difusa del cielo que llega a la parte trasera se determina de la misma forma que para la parte delantera, en cambio, para la reflejada y los factores de forma correspondientes, es necesario una complejidad mayor. Para realizar esto, se realizaron los factores de forma con un modelo de 3D en los que se tiene en cuenta la superficie reflectante y la sombra que el panel produce en ella, como se muestra en la Figura 3-13, definiendo finalmente el factor de forma como:

$$VF_{A_1 \rightarrow A_2} = \frac{1}{A_1} \int_{A_2} \int_{A_1} \frac{\cos \theta_1 \cos \theta_2}{\pi S^2} dA_1 dA_2$$

Donde:

S distancia entre centro del panel y de su sombra

θ_1 áng. entre normal de la sup. reflectante y S

θ_2 áng. entre normal de la sup. panel y S

A_1 área correspondiente al terreno (siendo n_1 el vector normal a dicha superficie)

A_2 área trasera del panel (siendo n_2 el vector normal a dicha superficie)

Este modelo es un modelo en tres dimensiones, por lo que es más exacto, aunque necesita de mayor complejidad y de capacidad de análisis de datos.

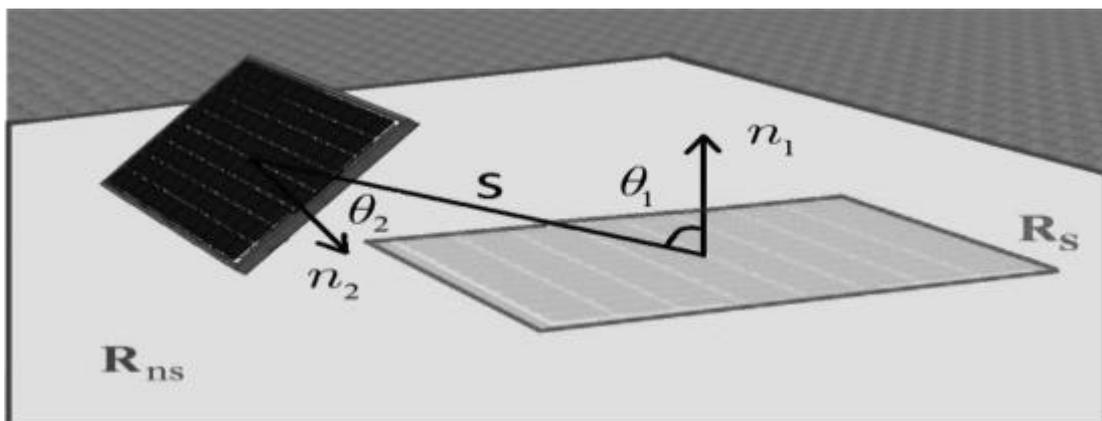


Figura 3-13. Representación gráfica de la construcción del problema [5]

Teniendo en cuenta, como también aparece en la ilustración, que la parte sombreada R_s , solo hay radiación difusa (DHI) y en la no sombreada radiación global (GHI), con coeficiente albedo α , la energía de la superficie reflectante a la parte trasera del panel viene dada por:

$$E_{Albedo, rear} = \alpha GHIVF_{R_{ns} \rightarrow module} + \alpha DHIVF_{R_s \rightarrow module}$$

Donde:

$VF_{R_{ns} \rightarrow module}$ factor de vista entre zona no sombreada y módulo

$VF_{R_s \rightarrow module}$ factor de vista entre zona sombreada y módulo

3.3.1 Parámetros estudiados

3.3.1.1 Localización

El rendimiento de un panel bifacial se ve influenciado por la localización de la planta. Aunque no es un parámetro en principio, es necesario aclarar que las latitudes en las que la radiación directa es predominante la sombra será importante y hace que disminuya la producción de la cara trasera y por consiguiente la justificación de su uso en una instalación. Para abordar este problema se tiene en cuenta dos lugares con diferente latitud, El Cairo y Oslo, los cuales se compararán durante el estudio de todas las variables.

El Cairo recibe más del doble de insolación que Oslo, con gran cantidad de horas de luz directa y tiene una temperatura ambiente muy alta en promedio. Por otro lado, Oslo está sujeta a altas duraciones de iluminación difusa y tiene un clima frío, como se muestra en la Figura 3-14.

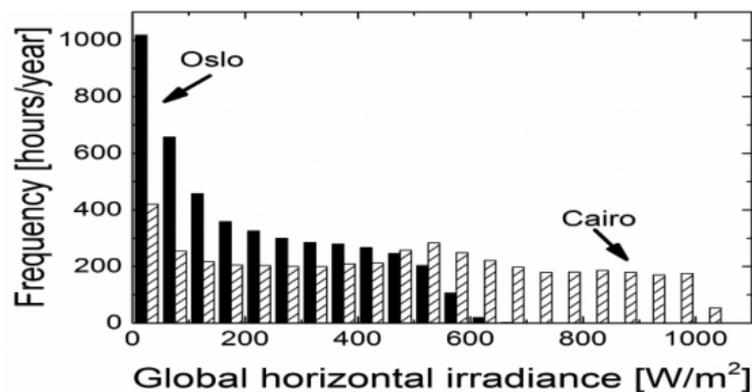


Figura 3-14. Distribución de las radiaciones en los dos lugares estudiados en el artículo [5]

3.3.1.2 Altura

La instalación de paneles orientados al sur (o al norte si nos referimos a localizaciones en el hemisferio sur) lleva consigo el sombreado del propio panel sobre la superficie reflectante. Si los módulos se colocan a baja altura, la propia sombra impide que la parte trasera reciba difusa reflejada de la mejor manera. Como se muestra en la Figura 3-15, se puede observar, refiriéndonos en términos de factores de vista, el panel “ve mejor” la superficie reflectante a mayor altura (a)) que a menor altura (b)).

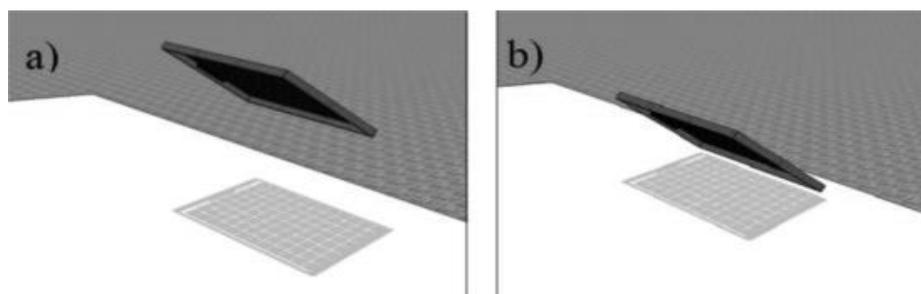


Figura 3-15. Representación de la sombra del propio panel sobre la superficie reflectante [5]

Además, este efecto provoca una distribución desigual de la radiación recibida por el panel en su parte trasera, lo que se ve perjudicado en su rendimiento, ya que siempre dominará el rendimiento de la celda que reciba menor radiación.

La falta de homogeneidad se reduce significativamente a través de la elevación más alta. En la Figura 3-16 podemos ver esta variación de irradiancia en el lado del módulo trasero con los valores promedio, máximo y mínimo para ambas elevaciones del módulo en diferentes momentos durante el día, comprobándose la uniformidad, además de su mayor valor de radiación recibida a nivel generales.

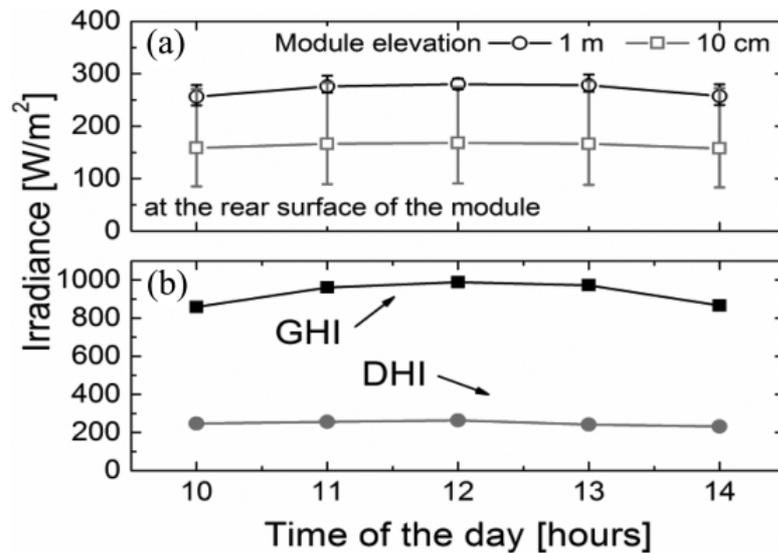


Figura 3-16. Representación de los valores máximo, mínimo y promedio para las elevaciones de 1m (a) y 10cm (b)), además se representa GHI y DHI para esos momentos [5]

Como parte del experimento, se colocaron paneles en las dos localizaciones anteriormente mencionadas con valores de albedo (α) de 0.5 y 0.2. Como se puede llegar a pensar desde un principio a mayor altura es mejor por tener una influencia del sombreado más pequeña, pero demostraron que no era así, como se observa en la Figura 3-17.

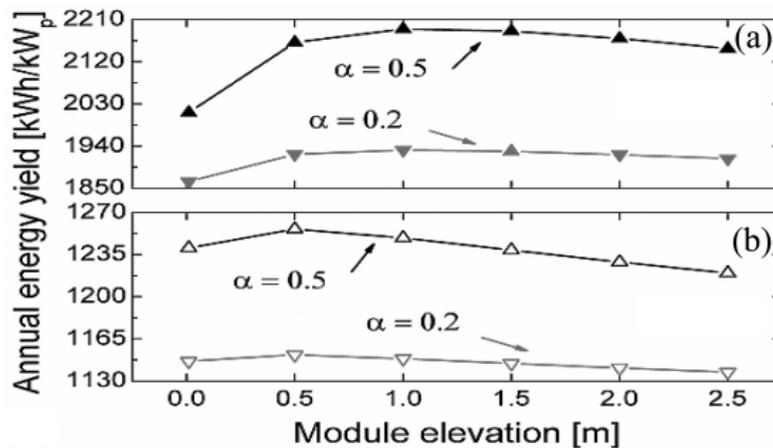


Figura 3-17. Influencia de la altura con la energía anual recibida por el panel en El Cairo (a) y en Oslo (b) [5]

El efecto del sombreado para pequeñas alturas es muy pronunciado, ya que se observa una gran pendiente para pequeñas diferencias de alturas en la gráfica. En cambio, al seguir subiendo la altura del panel se observa que el

factor predominante que es la radiación reflejada por el terreno desaparece, quedando principalmente la difusa atmosférica.

Además, se puede observar que esta tendencia depende de la latitud, ya que las dos gráficas no son idénticas, y del valor del albedo, ya que a mayor albedo la dependencia de la radiación en la parte trasera es mayor.

3.3.1.3 Ángulo de inclinación óptimo

Tradicionalmente, para los paneles monofaciales, se ha considerado la orientación óptima la correspondiente a la latitud para maximizar la producción anual, incluso se publican artículos que defienden que es la mejor opción también para los bifaciales [18].

En cambio, en las publicaciones previas no se tiene en cuenta la influencia global entre altura, albedo o incluso la radiación no homogénea en la parte trasera del panel. En este estudio se investiga el ángulo de inclinación óptimo de los módulos bifaciales teniendo en cuenta todos los parámetros que lo afectan.

Como se puede observar en la Figura 3-18, para menores elevaciones del panel, su ángulo óptimo de inclinación es mayor. En cambio, en función del valor del albedo, este ángulo disminuye. Esto puede deberse a que al estar más cerca del suelo el efecto de la auto sombra es predominante, por eso es necesaria una mayor inclinación para orientarse a zonas que el panel no sombree. En cambio, conforme se aumenta la altura se ve que ese efecto es menor y, como es lo lógico pensar en un principio, para mayores valores de albedo, el ángulo es menor. En ambas ciudades, aunque en Oslo (a) se estabilice antes y el ángulo óptimo sea constante a partir de cierta distancia, la tendencia es la misma en ambas localizaciones.

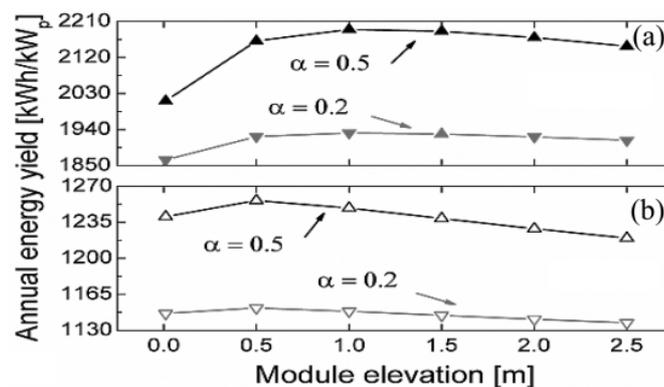


Figura 3-18. Tendencia del ángulo óptimo del panel en función de albedo y elevación [5]

3.3.1.4 Tamaño de la superficie reflectante

Esta parte del estudio se refiere al efecto del tamaño de la superficie reflectante sobre el rendimiento energético anual. Refiriéndonos a la Figura 3-19, la longitud L se va aumentando dejando diferentes relaciones área de la superficie reflejada frente al área del módulo (A, $L = 100\text{m}$; B, $L = 15\text{m}$; C, $L = 10\text{m}$; D, $L = 5\text{m}$ y E, $L = 4\text{m}$).

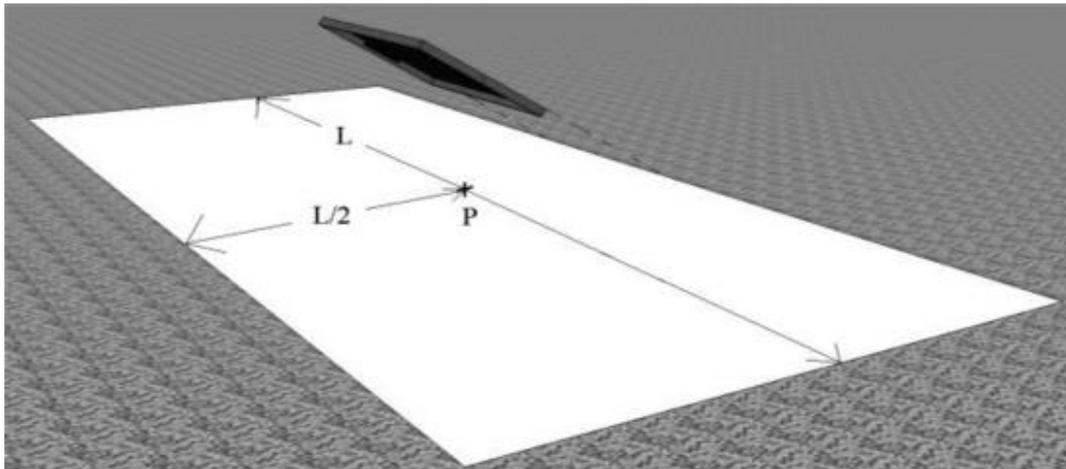


Figura 3-19. Representación de cómo se construyeron las superficies reflectantes en el artículo (P es la representación vertical del centro del módulo) [5]

Como la tendencia de ambas localizaciones es la misma, solo se representó la primera, El Cairo (a), como se observa en la Figura 3-20. Se puede observar que, a mayor área relativa (y con mayor valor de albedo), mayor es la producción del panel, aunque esa tendencia se reduce conforme se aumenta, por tanto, habría que hacer un balance de costes, capacidad de superficie, etc., para saber cuál es el valor óptimo de superficie reflectante para un panel.

Por último, señalar que tanto la altura del panel como el ángulo se ha mantenido constante.

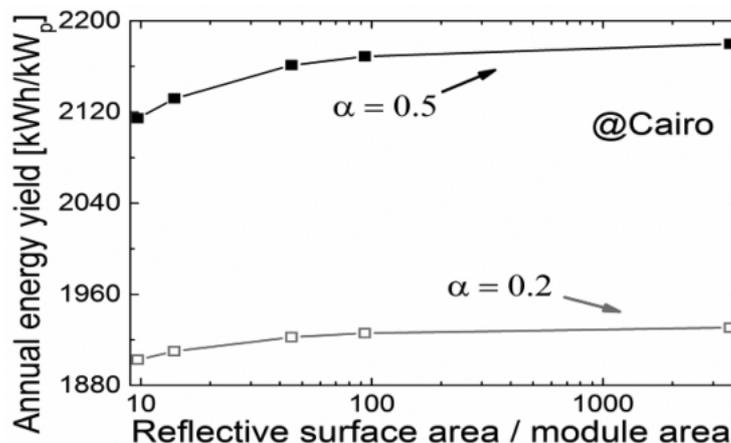


Figura 3-20. Influencia de la superficie reflectante respecto a la del panel en la producción anual [5]

3.3.1.5 Influencia conjunta de todos los parámetros

Los efectos combinados en las ciudades de El Cairo (Figura 3-21) y Oslo (Figura 3-22) se ven afectados por las opciones de instalación y montaje de un panel bifacial, sobre todo para El Cairo, cuyas pendientes de las curvas se ven bastante acentuadas en algunos puntos.

Queda demostrado que, en líneas generales, un mayor albedo genera mayor capacidad de captación en las partes traseras de un panel. Aun así, y eso no se menciona en el artículo, habría que realizar un balance económico de si realmente es rentable tener un albedo tan alto, ya que los costes de montaje, y sobre todo de mantenimiento, es apropiado.

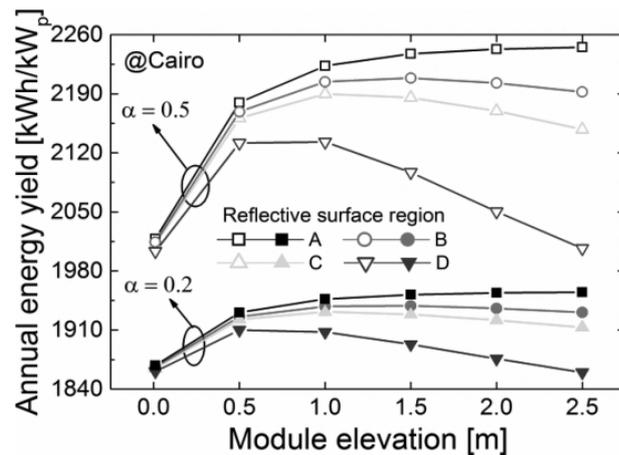


Figura 3-21. Efecto combinado de la elevación del panel en El Cairo [5]

En cuanto a la superficie reflectante, se puede observar, que salvo la D (la menor de todas en la que $L=5\text{m}$), y la E que el autor no la ha considerado siquiera, son bastante parecidas, aunque para alturas mayores sí que se diferencian más, ya que hay más superficie para que la reflejada desde el suelo siga siendo importante y el factor de vista siga siendo una parte importante de “lo que ve” el panel por la parte trasera.

Por último, en cuanto a la altura, y como se mencionó en dicho apartado, siempre beneficia a la mayor radiación, debido a que se reduce el efecto de la auto sombra, aunque se observa, sobre todo para las áreas menores, que puede invertirse el efecto debido a que la reflejada no es importante.

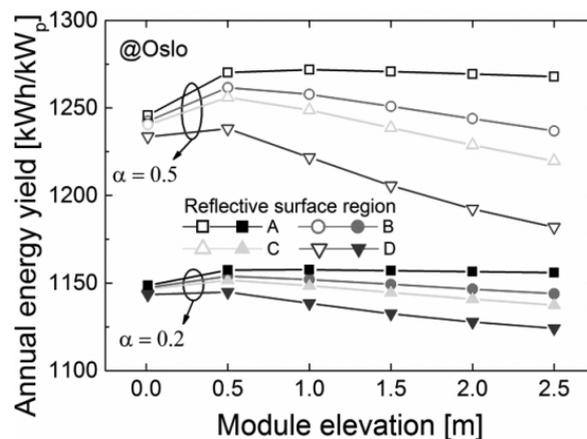


Figura 3-22. Efecto combinado de la elevación del panel en Oslo [5]

3.4. Modelo Ledesma

Modelo óptico en dos dimensiones presentado como contribución para el establecimiento de la tecnología bifacial en el mercado. Es un modelo óptico en dos dimensiones caracterizado mediante los factores de forma.

Comenzando con las hipótesis simplificadoras presentadas en el artículo caben destacar:

- 1) Longitud de las filas infinitas, por tanto, no se consideran las anomalías de los paneles de los extremos de cada fila.
- 2) El número de filas también es infinito, es decir, no se considera matriz fotovoltaica de ningún tipo.
- 3) La radiación difusa es isotrópica y el terreno tiene propiedades lambertianas, es decir que tanto el medio como el terreno difunde la radiación en todas direcciones por igual.

En este tipo de modelos solo son necesarios los valores meteorológicos de radiación, a saber, Radiación Global Horizontal (GHI) y Radiación Difusa Horizontal (DHI), además de los valores de albedo y de la geometría del

problema (dimensiones del panel, altura e inclinación).

La radiación en un panel por su parte trasera es debida a varias razones, según sus autores. Observando la Figura 3-23, podemos ver que las aportaciones son debidas a:

- Terreno: Radiación reflejada en el suelo, que puede ser global por el factor albedo si no está sombreado o difusa por albedo si está sombreado.
- Panel posterior: radiación reflejada en la parte frontal del panel de la fila trasera.
- Cielo: parte del cielo que ve la parte trasera, a la que llega radiación directa ciertos días del año cuando el ángulo azimutal es mayor de 90° o menor de -90° .

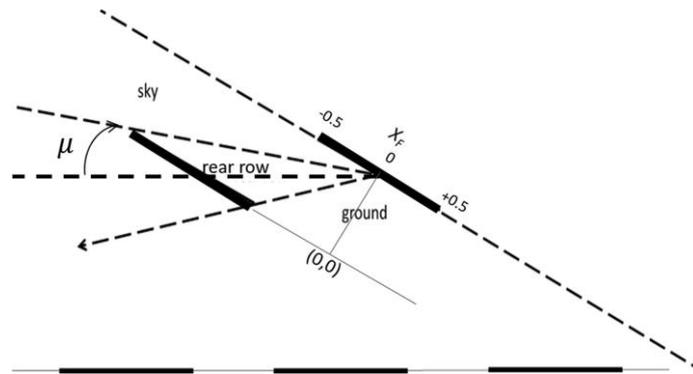


Figura 3-23. Contribuciones del suelo, la fila trasera y el cielo a la radiación trasera. [19]

En términos geométricos, el problema se define por los parámetros de inclinación del panel (β), espacio entre filas de paneles (L) y altura del centro de la fila con el terreno (H), estos dos últimos adimensionalizados al ancho transversal del panel, como se ve en la Figura 3-24.

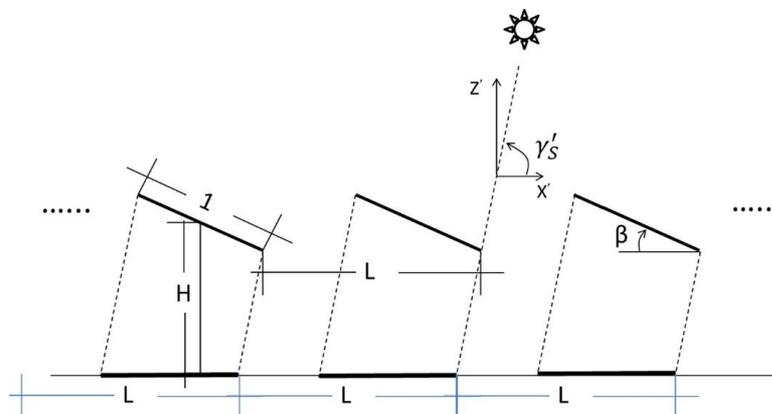


Figura 3-24. Geometría y patrón de sombra para una fila en el problema 2D [19]

Cabe destacar que en este tipo de estructuras se genera un patrón entre zonas sombreadas y no sombreadas en el terreno, con una relación de cobertura de $1/L$, debido a la adimensionalización antes comentada.

3.4.1 Radiación procedente del terreno

La radiación procedente del terreno viene dada por la suma de los patrones repetitivos sombreado y no sombreado. La Figura 3-25 muestra el campo de visión del terreno desde el punto estudiado en el centro de la parte trasera del panel (X_F).

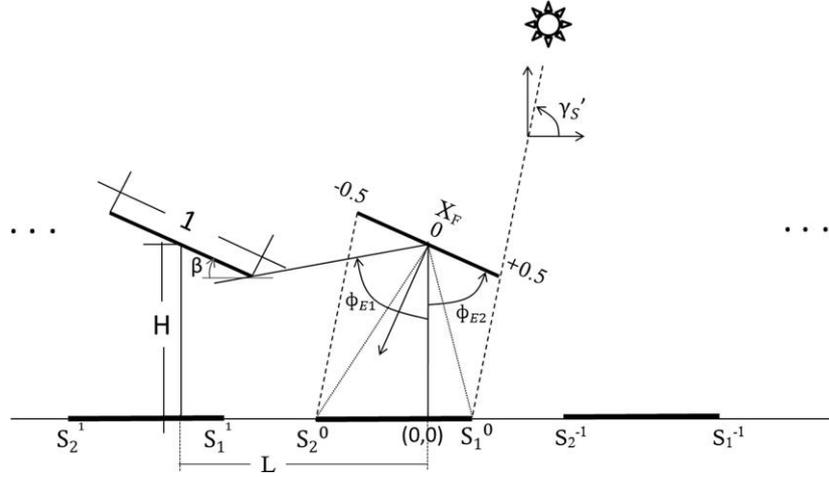


Figura 3-25. Ángulos de la contribución a la radiación del terreno [19]

Geoméricamente es posible demostrar S_1^0 y S_2^0 vienen dados por:

$$S_1^0 \left[\frac{1}{2} \cos \beta - \frac{H - \frac{1}{2} \sin \beta}{\tan \gamma_S'} ; 0 \right] \quad S_2^0 \left[-\frac{1}{2} \cos \beta - \frac{H - \frac{1}{2} \sin \beta}{\tan \gamma_S'} ; 0 \right]$$

Además, debido al patrón de sombras creado por los paneles en el terreno, las demás coordenadas vienen dadas incluyendo un patrón NL siendo N entero positivo o negativo, por tanto:

$$S_1^N \left[\frac{1}{2} \cos \beta - \frac{H - \frac{1}{2} \sin \beta}{\tan \gamma_S'} + NL ; 0 \right] \quad S_2^N \left[-\frac{1}{2} \cos \beta - \frac{H - \frac{1}{2} \sin \beta}{\tan \gamma_S'} + NL ; 0 \right]$$

Se tiene que tener en cuenta que estos segmentos deben estar dentro de los límites de visión del punto a estudiar con el terreno. Estos ángulos límite, incluidos en la Figura 3-25 como Φ_{E1} y Φ_{E2} , son:

$$\Phi_{E1} = \frac{\pi}{2} - \beta \quad \Phi_{E2} = \text{atan} \left[\frac{\left(L - \frac{1}{2} \cos \beta \right)}{\frac{1}{2} \sin \beta} \right]$$

Con esto se define la contribución del suelo como composición de la parte sombreada y no sombreada del terreno. La parte sombreada corresponde a la parte difusa de la radiación y la no sombreada a la global de la misma, quedando la radiación de la siguiente manera:

$$G_{REAR}^{ROW} = \rho_P G_{GROUND} * [\sin \phi_2 - \sin \phi_1]$$

Siendo:

G_{GROUND} la radiación global (GHI) en caso de no estar sombreado y la radiación difusa (DHI) en caso de estar sombreada por algún panel.

ρ_P es el albedo del panel (típicamente 2.5% en los cristales antireflejantes y suponiendo props. Lambertianas)

ϕ_1 y ϕ_2 los ángulos límite que separan una parte sombreada y no sombreada

3.4.2 Radiación procedente del panel posterior

La radiación de la parte posterior del panel se calcula también con los factores de forma. En este caso el receptor y el panel trasero estarán siempre en la misma orientación, ya que si son fijos o móviles en una planta los paneles

tienen la misma orientación.

Por tanto, esta radiación viene dada por:

$$G_{REAR}^{ROW} = \rho_P G_{FRONT} * [\sin \phi_2 - \sin \phi_1]$$

Donde:

ρ_P es el albedo del panel (típicamente 2.5% en los cristales anti reflejantes y suponiendo propiedades Lambertianas)

G_{FRONT} irradiancia del panel posterior

$$\phi_1 = \text{atan} \left(\frac{L \cos \beta + 0.5}{L \sin \beta} \right)$$

$$\phi_2 = \text{atan} \left(\frac{L \cos \beta - 0.5}{L \sin \beta} \right)$$

3.4.3 Radiación del cielo

En lo que respecta a la contribución del cielo, aparece una componente directa al comienzo y final del día de ciertas épocas del año, aunque solo en aquellas instalaciones que sean fijas, junto con otra componente difusa. La radiación se define como:

$$G_{REAR}^{SKY} = B_{REAR}^{SKY} + D_{REAR}^{SKY}$$

Siendo: $D_{REAR}^{SKY} = \frac{1}{2} DHI (1 - k_1) (\cos \mu - \cos \beta)$

Este ángulo μ es el ángulo correspondiente entre la horizontal del punto estudiado y el extremo del panel trasero, que se muestra en la Figura 3-23, y se define como:

$$\mu = \text{atan} \left(\frac{\frac{1}{2} \sin \beta}{L + \frac{1}{2} \cos \beta} \right)$$

Con esto queda definida la radiación trasera para este modelo, en el que además recoge todos los factores importantes a tener en cuenta en las grandes plantas a pesar de ser un modelo simplificado de dos dimensiones.

4 OTROS MODELOS ESTUDIADOS

Se menciona anteriormente que los modelos principales en la actualidad son los que usan los conceptos tradicionales en la transmisión de calor de factores de vista, en cambio, existen otros artículos en los cuales se definen y se realizan modelos para definir la radiación trasera de manera diferente, como son los modelos de factores de configuración o los modelos de trazado de rayos.

4.1. Factores de configuración

Modelo que busca la simplificación de los cálculos, el cual tiene una aproximación importante computacionalmente hablando, y con un error asumible (en torno a 10 W/m² de diferencia entre lo medido en el experimento del artículo y el modelo) para estudios primarios. Publicado por Durosoy et al. [20].

El modelo es una versión modificada de un modelo de cielo estándar, que es el modelo difuso isotrópico, que asume que toda la irradiación difusa es isotrópica.

La radiación se compone de tres componentes, como se puede observar en la Figura 4-1; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.:**

- Radiación directa: radiación recibida por el Sol sin alteración a través de la atmósfera.
- Isotrópica difusa: radiación recibida a través de la difusión por la atmósfera, con condiciones variantes en función de la nubosidad, claridad, etc.
- Difusa reflejada desde el suelo: radiación que devuelve el terreno a la superficie u otro entorno.

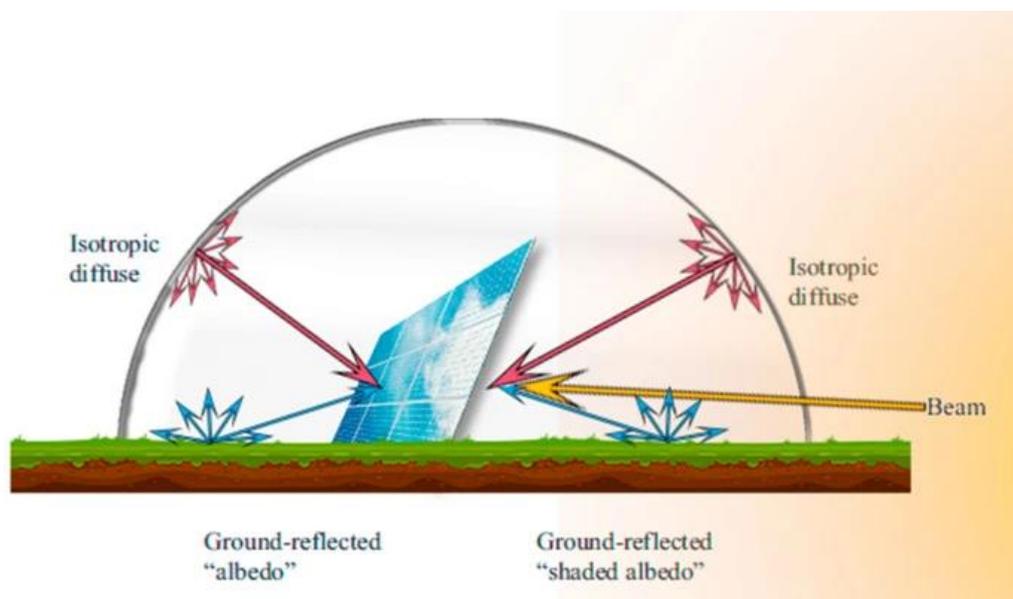


Figura 4-1. Componentes participantes en la radiación trasera de un panel [8]

Al combinar estas tres componentes y según este modelo, la resultante se define como:

$$I_t = I_b * R_{b,front} + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I * \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

Donde:

I_b radiación directa horizontal	β inclinación del panel
$R_{b,front}$ ratio entre radiación horizontal e inclinada	I componente global sobre la horizontal
I_d componente difusa horizontal	ρ_g albedo del terreno

Este modelo, que realiza el estudio de la radiación trasera, necesita modificaciones con respecto al enunciado principal:

- 1) Se tiene en cuenta el ángulo complementario a β como ángulo de inclinación para así simplificar cálculos, tratando así la cara trasera como delantera, por tanto, nuestro ángulo es ahora $\pi-\beta$.
- 2) Modificar la ratio antes mencionada entre horizontal e inclinada con respecto al lado del panel que estamos estudiando, definida como $R_{b,back}$ y que sus valores por hora se muestran en la Figura 4-2. Cabe destacar que los valores de los ratios tienen un valor diferente a 0 solo cuando el otro vale 0, ya que no es posible que esté recibiendo radiación directa en ambos lados del panel a la vez, por tanto, se llega a la conclusión que los dos últimos valores de $R_{b,front}$ valen 0.

También, los valores de $R_{b,back}$ son simétricos debido a la naturaleza simétrica de la trayectoria del Sol, pero para tener cierta exactitud sería necesario calcularlo al menos la mitad de los días del año, ya que solo dos días al año coincidirían esos valores. Por último, pocos días al año el ángulo solar es mayor que 90° , por tanto, muchos días al año el valor de $R_{b,back}$ será 0 siempre.

Por tanto, se puede llegar a la conclusión de que es necesario calcular los valores de los ratios para los días del año que se quiera estudiar ya que, como se ha comentado antes, varía para cada día del año. Esto puede ser un impedimento desde el punto de vista computacional, ya que, además de que la simplicidad del cálculo implica inexactitud, se puede poner en duda que el ahorro se compense, por la gran cantidad de ratios a calcular.

Hour	$R_{b,front}$	θ	$R_{b,back}$
5:00	0.00	113.34	0.66
6:00	0.00	100.31	0.21
7:00	0.21	86.89	0
8:00	0.66	73.3	0
9:00	0.83	59.69	0
10:00	0.92	46.27	0
11:00	0.97	33.45	0
12:00	0.99	22.43	0
13:00	1.00	17.25	0
14:00	0.99	22.43	0
15:00	0.97	33.45	0
16:00	0.92	46.27	0
17:00	0.83	59.69	0
18:00	0.66	73.30	0
19:00	0.21	86.89	0
20:00	0.66	100.31	0.21
21:00	3.96	113.34	0.66

Figura 4-2. Cálculo de ratios para el artículo de geometría solar [8]

- 3) La última modificación tiene que ver con la diferencia en la que la radiación incide a lo largo de la

parte trasera del panel, ya que las partes superiores recibirán siempre más radiación que las inferiores debido a la propia sombra del panel. Por ello, es necesario añadir una función, que se puede estimar como de diferente naturaleza, para modificar la componente de la reflejada por el suelo.

$$I_t = I_b * R_{b,front} + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I * \rho_g * f(h) \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

Esta función como una distribución exponencial, definida como:

$$f(h) = 1 - e^{-h/l_c}$$

Donde l_c es la constante de longitud, la cual se obtiene el valor en el experimento a media altura (0.84 m) de 0.5, por tanto, resolviendo se obtiene, a lo largo de todo el panel (desde 0.5 m a 1.16 m) de 0.33, por tanto:

$$I_t = I_b * R_{b,front} + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + I * \rho_g * 0.33 * \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right)$$

Al tratarse de un modelo simple en comparación con otros que tratan este mismo tema y debido a otros experimentos que se han realizado en el departamento que han sido poco concluyentes [21], se descarta y por esa razón se intentan usar los modelos de factores de forma, como los explicados anteriormente o el usado en el software de SAM.

4.2. Ray tracing

El método de *Ray-Tracing* o trazado de rayos es una técnica que analiza imágenes y situaciones mediante el rebote de haces de luces en los objetos definidos en el modelo y la simulación de cómo estos rayos rebotan.

Se trata de una renderización de las imágenes y de su interacción con los haces de luces definidos en un foco emisor y receptor dados por el modelador. Existen dos técnicas del trazado de rayos, el trazado de rayos hacia delante (*forward ray tracing*) y el trazado de rayos hacia atrás (*backward ray tracing*), recogidos ambos en la Figura 4-3.

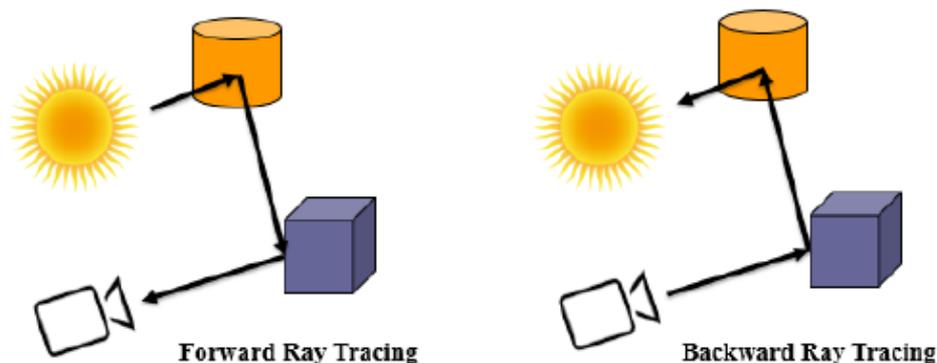


Figura 4-3. Métodos de trazado de los modelos *Ray-Tracing* [22]

- ***Forward ray tracing***

En la técnica de trazado de rayos hacia adelante los rayos de luz son seguidos desde su fuente de emisión hasta el objeto receptor. Aunque este método es muy preciso, es muy complejo computacionalmente, ya que no todos los rayos emitidos por el emisor son interceptados en el objeto receptor, y ese gasto computacional es inútil para el resultado final, que es el estudio del receptor (en nuestro caso la parte trasera del panel bifacial).

- ***Backward ray tracing***

Por otro lado, los rayos pueden trazarse en el orden inverso, es decir, desde el panel hasta la fuente de luz, el Sol. Este método se denomina trazado de rayos hacia atrás (*back ray tracing*) y puede reducir significativamente el tiempo de simulación, ya que sólo se computan los rayos que lleguen en el objeto receptor.

Para el modelado de la irradiación bifacial, este método es más adecuado. Este es capaz de modelar con precisión los patrones de sombreado en el suelo y tiene en cuenta el sombreado directo y difuso en la parte delantera y trasera del módulo.

Existen ciertos softwares, como lo son *Radiance*© o *TracePro*©, en los que se usa esta metodología, pero la carga computacional y el hardware necesario para llevar a cabo esta tarea debe ser muy potente.

5 EXPERIMENTO DE MEDICIÓN DE RADIACIÓN

Desde el inicio del proyecto se pretende probar la exactitud de este tipo de modelos con un experimento real en la terraza de los laboratorios de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (E.T.S.I.) de Sevilla, cuya localización del experimento aparece en la Figura 5-1, para intentar tener una conclusión apropiada y dar validez a los modelos.



Figura 5-1. Localización del experimento en la terraza del laboratorio de Termodinámica de la E.T.S.I. [Google Maps]

5.1 Descripción de la instalación

Para ello, se construye una instalación de paneles con un piranómetro en la parte frontal y otro en la parte trasera, pudiendo comparar así datos reales medidos con los modelos desarrollados. A la hora de validar los modelos, que se crea posteriormente en SAM (explicado más adelante) e implementando el modelo de Ledesma, nos permitirá comparar los datos de los modelos con datos experimentales reales.

A lo largo de la recogida de datos, se tuvieron en cuenta varias instalaciones en las que se fueron recogiendo datos y viendo las irregularidades de los datos debido a defectos en el montaje para ir cambiando y sacando los datos más correctos posibles.

5.1.1 Montaje 1

En la primera instalación, montada al final de julio, se plantearon dos paneles de dimensiones de 168 cm de alto y 100 cm de ancho, sobre una estructura con inclinación de 31.5° , orientación sur y altura de 0.75m del suelo, junto con dos piranómetros con la misma inclinación y orientación que los paneles para medir radiación delantera y trasera de los mismos. Con esto, mostrado en la Figura 5-2, la parte delantera con el piranómetro delantero (Figura 5-4), y Figura 5-3, con la parte trasera y su piranómetro trasero (Figura 5-5), se recogieron datos desde finales de julio hasta principios de septiembre.

5.1.2 Montaje 2

En base a querer cambiar y corregir las irregularidades que tenían los datos en el primer montaje, debido a que la radiación trasera no es homogénea por el sombreado que se produce en las horas de la mañana (Figura 5-6), se decide corregir el montaje de la siguiente manera, para solucionar estos problemas, que se explicará en el apartado 7.

- 1) Se decide retirar uno de los paneles ya que el hecho de tener dos de manera asimétrica, como se ve en la Figura 5-2, hace que sombree el suelo justo debajo del piranómetro por la mañana y haga que se

falseen los datos en esta franja horaria, como se señala en la Figura 5-6.

- 2) Colocar el piranómetro trasero en el eje de simetría del panel que permanece en el montaje, con la idea de que se puedan corregir los datos de radiación asimétrica recogidos debido a los dos paneles y de no estar el piranómetro en el mencionado eje.



Figura 5-2. Primer montaje, vista frontal



Figura 5-3. Primer montaje, vista posterior



Figura 5-4. Detalle del piranómetro delantero



Figura 5-5. Detalle del piranómetro trasero



Figura 5-6. Sombreado del panel sobre el suelo debajo del piranómetro trasero

Estos dos cambios quedan recogidos en la Figura 5-8. Cabe destacar que debido a la estructura que se tenía, el agarre entre el raíl de los instrumentos de medida y el perfil soporte de la estructura, no era posible colocar justo en medio el piranómetro, por lo que se decidió asumir ese error (Figura 5-7).



Figura 5-8. Nueva colocación del piranómetro y el panel que se dejó en el segundo montaje



Figura 5-7. Detalle del piranómetro trasero en la nueva situación, más centrado en el eje del panel, pero con el problema de la estructura

Con esto, se toman datos de la radiación durante los meses de septiembre y octubre, observando cierta mejoría en los datos recogidos con respecto al primer montaje.

5.1.3 Montaje 3

Se termina de centrar el piranómetro colocándolo en otro perfil haciendo que la curva de la radiación trasera sea lo más simétrica posible, como se muestra en la Figura 5-9.



Figura 5-9. Detalle del piranómetro trasero centrado en el eje de simetría del panel

6 MODELO DE SAM

El software *System Advisor Model* (SAM) es un software libre desarrollado por *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) para facilitar la toma de decisiones en términos técnicos y económicos en la industria de la energía renovable. Tiene un módulo para trabajar con instalaciones fotovoltaicas [23] y usa los factores de vista para calcular cada componente de la radiación en cada iteración, en función del archivo meteorológico que se haya seleccionado. Además, este realiza previsión de producción energética, económica, etc. Estos últimos no se tendrán en cuenta en este trabajo ya que queda fuera del alcance del mismo, tratando en este trabajo únicamente los modelos de radiación solar.

Tiene un modelo de factores de vista para el cálculo de la radiación recibida en los paneles (en el software denominado como *Active Surface*, Superficie Activa). Los pasos en los que se dividen en cada iteración son, en el ámbito de la radiación, ya que los demás, como se ha mencionado antes, no se tendrán en cuenta:

- 1) Cálculo de los ángulos solares en función del día del año, hora y localización desde el archivo meteorológico que se introduzca.
- 2) Cálculo de las componentes de la radiación en el plano a estudiar en función de la radiación procedente del archivo meteorológico. Con esto, es posible calcular la radiación después de reflexión (*irradiance after reflection*). Esta radiación está disponible para la radiación delantera y trasera.
- 3) Aplicación de las sombras debido a los objetos cercanos especificados por el usuario. En este punto se calcula la radiación después de sombreado (*irradiance after shading only*). Esta está solo disponible para la radiación delantera, que como se verá después, al no estar habilitada para la radiación trasera, ya que solo se calcula *irradiance after reflection* para la parte trasera, será el principal problema para el modelo de SAM.
- 4) Cálculo de la radiación que recibirá la superficie activa finalmente, añadiendo si se ha incluido por parte del usuario la suciedad anual del panel. Denominado en el software como después de sombreado y suciedad (*irradiance after shading and soiling*).

6.1. Desarrollo del modelo matemático en SAM

A continuación, se va a tratar el proceso matemático de cálculo que desarrolla SAM con una supuesta iteración, que repite para cada fila del archivo meteorológico que se introduzca.

El software permite introducir archivos meteorológicos de diferentes frecuencias, que irá reconociendo y según el número total de filas, entenderá una frecuencia de datos u otra. Admite frecuencias 1 minuto (*one-minute data* con 525600 filas), de 10 minutos (*10-minute data*, con 52560 filas, el que usaremos nosotros), de 15 minutos (*15-minute data*, 35040 filas) y de 60 minutos (*60-minute* ó *hourly data*, con 8760 filas). Otra frecuencia diferente a estas dará error en las simulaciones.

6.1.1 Cálculo de los ángulos solares

El software usado simula cada iteración con la posición del sol según día del año y localización seleccionada en el modelo. Los ángulos calculados en el modelo, mostrados en la Figura 6-1, Z , ángulo cenital; α altura solar; γ azimut solar, que el software tiene como origen la orientación norte.

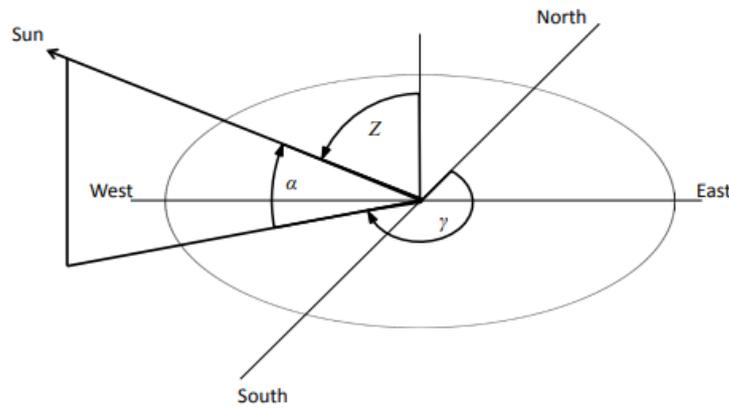


Figura 6-1. Ángulos calculados en el software SAM [23]

Para ello, se realiza el cálculo de la hora solar a partir del ángulo de declinación (δ , dependiente del año), definido como HA.

A continuación, los ángulos antes mencionados y posteriormente usados en el cálculo de la radiación son:

1. Altura solar α :

$$\alpha = \begin{cases} \arcsin a & \text{si } -1 \leq a \leq 1 \\ \pi/2 & \text{si } a > 1 \\ -\pi/2 & \text{si } a < -1 \end{cases}$$

Siendo a:

$$a = \sin \delta \sin \left(\frac{\pi}{180} \text{lat} \right) + \cos \delta \cos \left(\frac{\pi}{180} \text{lat} \right) \cos HA$$

Definiendo *lat* como la latitud de la localización.

2. Ángulo acimutal γ :

$$\gamma = \begin{cases} b & \text{si } HA < -\pi \\ \pi - b & \text{si } -\pi \leq HA \leq 0 \text{ o } HA > \pi \\ \pi + b & \text{si } 0 < HA < \pi \end{cases}$$

Siendo b:

$$b = \begin{cases} \arccos(c) & \text{si } -1 \leq c \leq 1 \\ \pi & \text{si } \cos \alpha = 0 \text{ o } c < -1 \\ 0 & \text{si } c > 1 \end{cases}$$

Y c:

$$c = \frac{\sin \alpha \sin \left(\frac{\pi}{180} \text{lat} \right) - \sin \delta}{\cos \alpha \cos \left(\frac{\pi}{180} \text{lat} \right)}$$

3. Ángulo cenital Z:

$$Z = \frac{\pi}{2} - \alpha$$

Además de los solares, también será necesario indicar los ángulos de los paneles de nuestro modelo, indicaremos el ángulo de inclinación (β_s) y el de orientación del panel (γ_s), como se indica en la Figura 6-2.

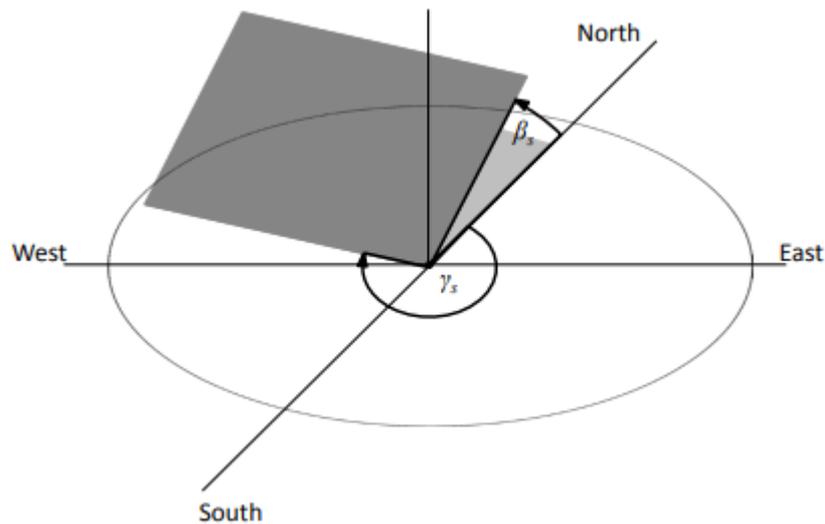


Figura 6-2. Ángulos necesarios para la caracterización de los paneles [23]

6.1.2 Cálculo de la radiación

Una vez calculados los ángulos solares dentro de la iteración, se calculan las componentes de la radiación en función del archivo meteorológico que se introduzca y del modelo de radiación difusa que se seleccione. En este caso, nosotros hemos usado el modelo de la difusa isotrópico. El software permite utilizar otros modelos de cielo, como el modelo de Pérez (mucho más complejo) o el de Hay-Davies-Klucher-Reindl (incluyendo la radiación circunsolar). En nuestro caso, como se ha comentado anteriormente, se usa el modelo isotrópico porque todos los modelos estudiados tienen en cuenta este modelo de cielo.

6.1.2.1 Componente directa

Se define la componente directa de radiación sobre la superficie activa (I_b), a partir de la componente directa (E_b) del archivo meteorológico como:

$$I_b = E_b \cos(AOI)$$

Siendo:

$$AOI = \begin{cases} \pi & \text{si } a < -1 \\ 0 & \text{si } a > 1 \\ \arccos(a) & \text{si } -1 \leq a \leq 1 \end{cases}$$

Siendo a:

$$a = \sin Z * \cos(\gamma - \gamma_s) * \sin \beta_s + \cos Z * \cos \beta_s$$

6.1.2.2 Componente difusa

El modelo isotrópico define la radiación difusa (I_d) como:

$$I_d = E_d \frac{1 + \cos \beta_s}{2}$$

Siendo E_d la componente difusa que puede calcularse de varias maneras, según seleccionemos a la hora de caracterizar nuestro modelo:

$$E_d = \begin{cases} DHI & \text{del archivo meteorológico} \\ GHI - DNI * \cos(Z) & \text{ambos de archivo meteorológico} \end{cases}$$

6.1.2.3 Componente reflejada del terreno

Define la componente reflejada (I_r), con el factor albedo (ρ) introducido en el modelo, como:

$$I_r = \rho * (E_d \cos Z + E_d) \frac{(1 - \cos \beta_s)}{2}$$

6.1.2.4 Radiación nominal sobre la superficie active

La radiación que recibe el panel después de la reflexión (I), es decir, sin tener en cuenta las sombras, tanto externas como de auto sombra, se define como:

$$I = I_b + I_d + I_r$$

6.1.3 Cálculo de sombreados

6.1.3.1 Objetos externos

Cuando objetos cercanos al panel producen sombra sobre estos generan una pérdida en la radiación recibida y por consiguiente de la energía eléctrica que produce. En el software SAM existe la posibilidad tanto de generar ese sobrado mediante especificación de pérdidas o importar datos de pérdida.

Otra opción es la herramienta de sombreado 3D (*3D Shade Calculator*), que es la usada para simular el experimento que se realizó en la terraza del laboratorio. En cada simulación, teniendo la posición del sol, se generan sombras sobre la superficie activa para aplicar un porcentaje de reducción de la radiación que se recibe en cada iteración.

Las pérdidas de irradiación se generan mediante tablas de pérdidas de sombras. El algoritmo geométrico de la calculadora asume una relación lineal entre el tamaño de la sombra en la superficie activa y la irradiancia del haz que incide en la superficie. El procedimiento para cada superficie active es:

1. Calcular los ángulos cenitales y azimutales solares para esa iteración.
2. Crear una lista de polígonos a partir de los objetos 3D.
3. Calcular los ángulos de rotación que tendría la sombra en función de la posición del Sol, colocando el Sistema de referencia sobre el sol y provocando un movimiento ficticio simulado de los objetos sobre la superficie activa. Este paso lo hace suponiendo la posición del sol lo suficientemente lejos como para que los haces de luz sean paralelos.
4. Lleva todas las figuras generadas al suelo (eliminando componente en z).
5. Genera tabla de sombreado para cada superficie activa y aplicar los factores de sombreado.

Como se verá a la hora de comparar los datos experimentales y del modelo, este sombreado solo se realiza para la radiación que recibe el panel en su cara delantera, no haciéndolo para objetos como el suelo, que afecta a la radiación trasera, por tanto, para la radiación trasera esta pérdida no existirá al no tener en cuenta el sombreado en el suelo de estos objetos y que afectan a la radiación que recibirá el panel por su parte trasera.

6.1.3.2 Auto sombreado

En SAM, el auto sombreado se produce cuando los módulos fotovoltaicos se disponen en filas paralelas, y los módulos de una fila causan una sombra en los módulos de la fila contigua. SAM puede modelar el auto sombreado para paneles fijos (sin seguimiento) y paneles con seguimiento de un eje, no siendo posible esa opción para doble seguimiento (estacional y diario).

Para activar el modelo de auto sombreado solo basta con elegir la opción Estándar para células de silicio cristalino o Película Fina (*Thin film*) según el modelo que se tenga pensado añadir en el Proyecto, una vez caracterizado el modo de seguimiento y el índice de cobertura del suelo (relación entre superficie cubierta por los paneles y la superficie total del terreno).

6.3 Modelado de nuestro experimento

Para la explicación es necesario comentar los parámetros de entrada y archivos usados en el modelo.

6.3.1 Archivo meteorológico

Como se ha mencionado anteriormente, se ha usado un archivo tmy (*Typical Meteorological Year*) de 10 minutos de frecuencia modificado para la realización del modelo, con los datos de radiación global, directa y difusa reales de los días en los que se ha realizado el proyecto. Esto se ha hecho así para poder usar los datos de radiación reales y que el software sea capaz de trabajar con ellos, sabiendo que los resultados que se obtendrán pueden ser comparados con los datos reales del experimento.

6.3.2 Albedo

Para incluir el parámetro del albedo se ha tenido en cuenta el material del suelo de la terraza, cuyo material es de hormigón claro. En este término también hay discrepancia, ya que depende de muchos factores como la arena de la zona para hacer el cemento, el agua, etc. Ciertos artículos tienen valores promedios para cada tipo de material [24]. Como valores promedio para el hormigón de la terraza de los laboratorios se considera un valor de albedo $\rho = 0.5$, ya que generalmente están entre 0.25 y 0.7, como su media es 0.475, se tuvo en cuenta 0.5.

Además de esto, de ahí el realizar una media como aproximación, la terraza contiene otras estructuras como vigas, bancadas o incluso la misma estructura del experimento pueden provocar ciertas irregularidades en las medidas recogidas por el piranómetro trasero.

6.3.3 Modelo de difusa para el cielo

Se ha considerado un modelo de radiación difusa isotrópico, ya que todos los artículos descritos en el presente trabajo son modelos de cielo isotrópicos con propiedades de los materiales y el cielo con propiedades lambertianas.

6.3.4 Módulo

Ya que esto no está dentro del alcance del trabajo que se describe, no es importante la selección de un modelo en especial, pero si es importante la selección de un panel con propiedades bifaciales, ya que, si no es así, el software no calcula la radiación en la parte trasera del mismo por optimización en las iteraciones. Por ello, cualquier modelo bifacial es correcto.

En el caso del cálculo del sombreado, este componente se añadirá como superficie activa (descrita en el apartado de modelo 3D).

6.3.5 Inversor

Lo mismo ocurre con este elemento, no es importante en nuestro estudio, pero tiene que ser compatible con el módulo. Aun así, se ha considerado un inversor con una sola entrada de control de potencia en los paneles, aunque esto se puede cambiar si hablamos de otra instalación, a criterio del diseñador.

6.3.6 Diseño del sistema

En este apartado se definen el número de paneles, número de inversores, configuración de los paneles, orientación, inclinación, mecanismos de seguimiento estacional y diario, si son fijos, inclinación y orientación, etc.

En nuestro estudio para su comparación con el experimento se ha tenido en cuenta un solo panel (1 módulo por string y 1 string), panel fijo, con orientación sur (180° para SAM) e inclinación de 31.5° , como se ve en la Figura 6-3.

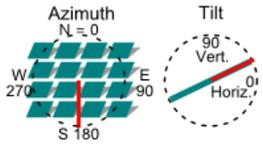
Subarray 1	
Electrical Configuration	
(always enabled)	
Modules per string in subarray	1
Strings in parallel in subarray	1
Number of modules in subarray	1
String Voc at reference conditions (V)	40.2
String Vmp at reference conditions (V)	33.0
Tracking & Orientation	
	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt
	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude
Tilt (deg)	31.5
Azimuth (deg)	180

Figura 6-3. Orientación e inclinación del panel

6.3.7 Sombreado y distribución

En esta parte de la caracterización tenemos un amplio abanico de opciones para configurar el sombreado que se creará en el campo y en los paneles durante la vida del proyecto. En él se pueden configurar elementos que sepamos que vayan a provocar sombras en los paneles como pueden ser árboles o edificios del entorno de la localización seleccionada. Además, también nos pedirá el software distancia entre paneles, autosombras creadas entre unos strings o incluso la posibilidad del efecto debido a la nieve si tenemos dicha configuración incluida en el archivo meteorológico.

Como recordatorio, esta parte es útil para la radiación delantera, ya que es la única (entre esta y la trasera), que se contempla la radiación después de sombreado (*irradiance after shading only*). Para el modelado únicamente para la radiación trasera no nos sería útil este apartado, aunque se ha contemplado para comparar también la radiación delantera.

- 1) *3D Shade Calculator*: Esta herramienta crea sombras automáticas desde la posición del sol en cada momento con los objetos creados desde un archivo de dibujo en tres dimensiones.

Al abrir esta herramienta nos encontramos con una ventana emergente que nos da la posibilidad de crear la superficie activa (panel o paneles) y los objetos circundantes, en los que nos da la posibilidad de crear cajas, cilindros, cubiertas y árboles. Todo esto es posible configurarlo en tamaño, color y posición, para crear, de forma simple y conceptual, los objetos del entorno.

En este estudio se ha tenido en cuenta los objetos y estructuras que en un principio podían influir en el entorno del panel, a saber, el edificio de acceso a la terraza, las líneas de conductos contiguo a él, estos definidos como rectángulos y los paneles delante del montaje de este estudio, señalados como 1, 2, 3 en la Figura 6-4 en la imagen de Google Maps y en la Figura 6-5 el resultado después de dibujarlos.



Figura 6-4. Objetos dibujados en el calculador de sombras [Google Maps]

A la hora de dibujarlo se han tomado medidas desde Google Maps para dibujarlo con las distancias y orientaciones correctas entre objetos y de estos con la superficie activa para que el SAM simule de la mejor manera posible los sombreados.

Existen otras posibilidades como son las de importar desde archivos CAD para que, en caso de tener planos en tres dimensiones de la localización o el terreno, importarlos y tener una representación con mayor nivel de detalle.

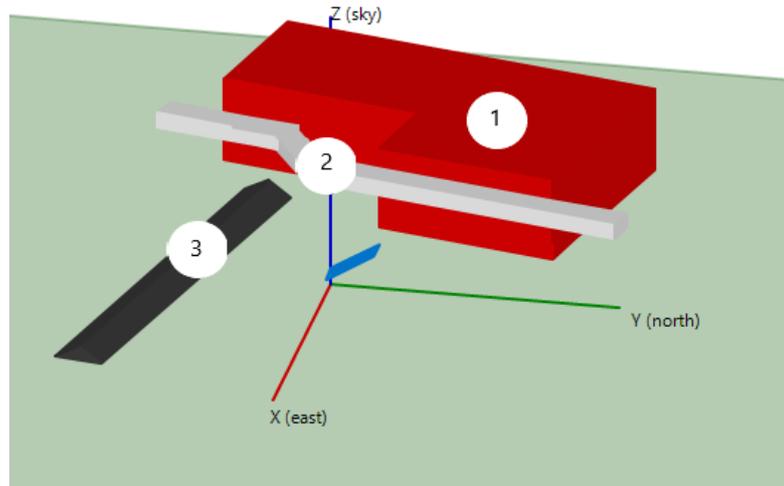


Figura 6-5. Resultado de los objetos dibujados en la herramienta

- 2) Dimensiones de los paneles para auto-sombra: para modelar el efecto de sombra que produce el propio campo solar sobre el mismo es necesario dar una serie de datos necesarios para que el software realice los cálculos, como se puede observar en la Figura 6-6, se necesita saber configuración de los paneles, tanto distribución como longitudes, orientaciones y espacio entre las filas. Hay que tener en cuenta que estos cálculos los realiza automáticamente el programa según los paneles que coloquemos a lo largo del suelo (*number of modules along bottom*) y aquellos en alto (*number of modules along side*). Por último, señalar que el cálculo del espacio de las filas (*row spacing*) lo realiza automáticamente desde la ratio de cobertura (*GCR*), que es la porción de terreno cubierto por los paneles en relación a la cantidad total de terreno del campo.

Para nuestro estudio no es necesario tener en cuenta estos parámetros, ya que solo realizamos un estudio de la radiación en un solo panel.

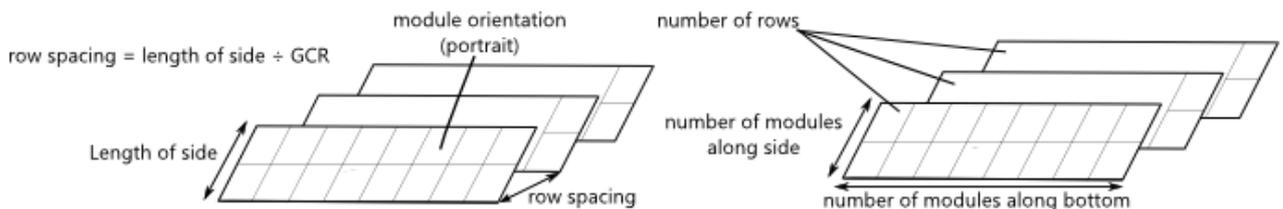


Figura 6-6. Parámetros necesarios en SAM para el cálculo de las auto-sombras [SAM]

- 3) Pérdidas por nieve: esta última condición de diseño se ofrece en SAM, pero debe estar incluido en el archivo meteorológico. Este efecto se incluye dentro de los demás que se producen sobre el panel como pueden ser deterioro o polvo en los paneles. Consiste en predecir la cobertura del panel por la nieve, calcula para cada fila.

Esta pérdida se incluye en SAM porque los programadores lo consideran interesante, ya que cada vez hay más lugares, con latitudes más extremas en las que se pueda producir nieve, que incluyen este tipo

de instalaciones [25].

6.3.8 Otros parámetros a incluir

Otros parámetros, como pueden ser las pérdidas eléctricas, las pérdidas en el inversor, límites en el punto de conexión a red, degradación anual o métodos financieros están incluidos también en el modelado de la instalación, aunque para nosotros queda fuera del alcance del trabajo, ya que nuestro objetivo es comprobar que el modelo de radiación es válido en comparación con lo recogido en el experimento.

El único parámetro que hemos modificado en esta parte del modelado es el período de análisis que se ha tenido en cuenta en el estudio, que se ha colocado en un año para tener los datos de un año tipo y así tener más facilidad cuando se hace el análisis y la comparación de los datos.

Esto nos devuelve un mensaje de error (Figura 6-7) debido a que es menor que el periodo de retorno económico para este tipo de proyectos, pero no tendremos problemas a la hora de simular nuestro modelo.

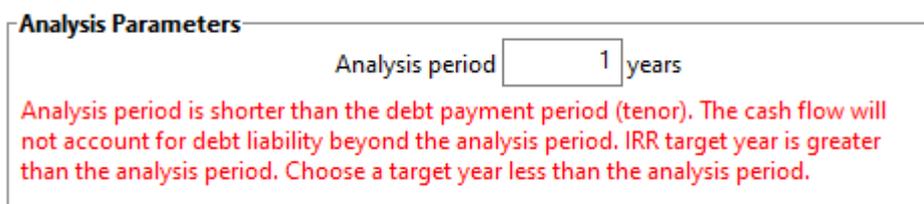


Figura 6-7. Mensaje de error a la hora de cambiar el período de análisis [SAM]

7 ANÁLISIS Y VALIDACIÓN DEL MODELO DE SAM Y MODELO DE LEDESMA

Una vez que queda definido el modelo del experimento en SAM y el modelo de Ledesma para la radiación trasera, recogiendo los datos del experimento, de los tres montajes realizados, para verificar los datos y la mejoría en los montajes, se comparan los modelos mediante la descarga de los datos desde SAM y los cálculos realizados en Excel del modelo de Ledesma, ya que los datos de los piranómetros se descargan de las bases de datos de las medidas del departamento.

Se presenta a continuación el problema de que tenemos dos frecuencias diferentes de datos, el experimental, con frecuencias en las medidas de dos segundos, y el de los modelados, que como procede de un archivo meteorológico de 10 minutos, los datos calculados de radiación también los son.

Para solventar el problema se prepara una hoja de Excel en el que se comienza desde los datos de SAM y de Ledesma calculados, cuya frecuencia es menor y se busca si hay datos del experimento coincidentes en ese instante, si coincide, se usa ese mismo, y en caso contrario, el del segundo justo anterior (al tener frecuencia de 2 segundos) y se asume el error que pueda provocarse, que debe ser mínimo.

Con esto, se representan los datos juntos y se observan y calculan los errores cometidos en los modelos, para terminar con la conclusión de que, si son buenas herramientas de predicción, tanto este tipo de modelos de factores de vista en general como en especial el del software utilizado y el del modelo teórico desarrollado.

7.1. Comparación con el primer montaje

Recordar que el primer montaje es el que se usó para las mediciones durante el verano, es decir, con los dos paneles, que lo vemos en la Figura 7-1.

Se representan ciertos días buscando días representativos, y probar cómo funcionan los modelos para días claros, días nublados parcialmente y totalmente nublados durante todo el día y observar la respuesta y el error que se comete en cada uno de ellos.

Es necesario añadir, que debido a los cambios de hora que se realizan en España a lo largo del año, es necesario atrasar los datos del modelo de SAM en una hora. Esto es debido a que se quieren tener los datos medidos inamovibles en el tiempo por tenerlos como referencia. Por otro lado, en el cálculo de la hora solar del modelo de Ledesma, incluimos este cambio.

Teniendo en cuenta todo lo anterior se han tenido en cuenta, tanto para este primero como para los dos siguientes montajes, cuatro días. Dos de ellos serán días claros (20 de agosto y 4 de septiembre), otro día seminublado (15 de agosto) y un último día nublado completamente (31 de agosto).



Figura 7-1. Montaje 1

7.1.1 Comparación experimento y SAM

La representación de SAM y experimento quedan recogidas en las siguientes Figuras.

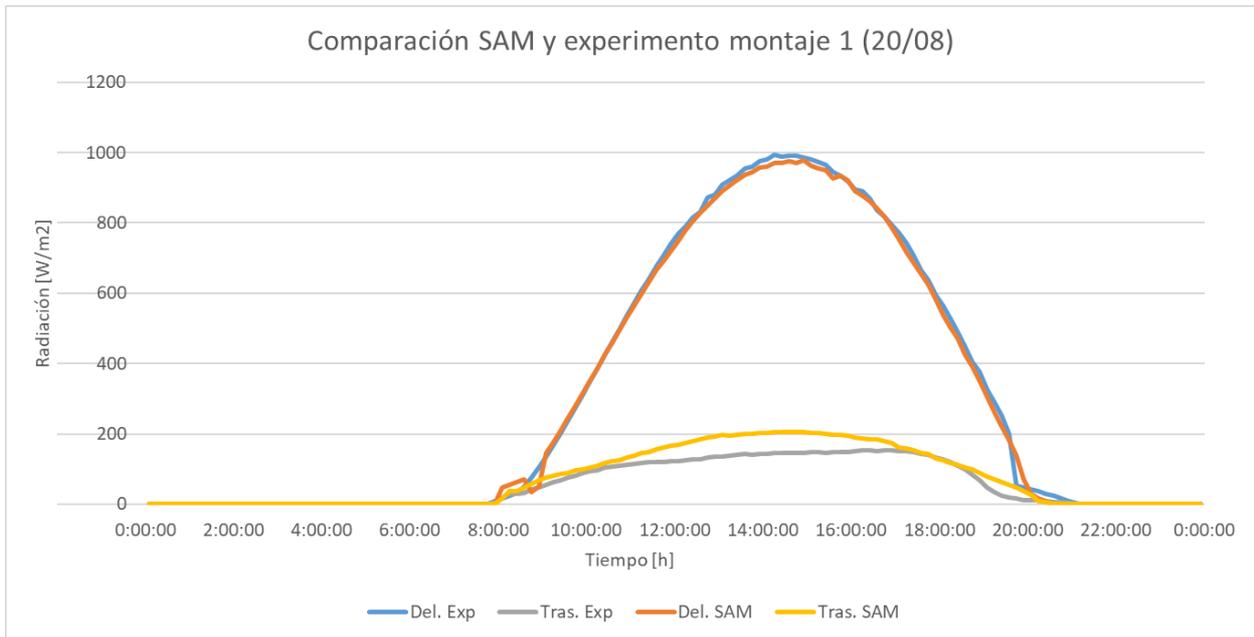


Figura 7-2. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 20 de agosto

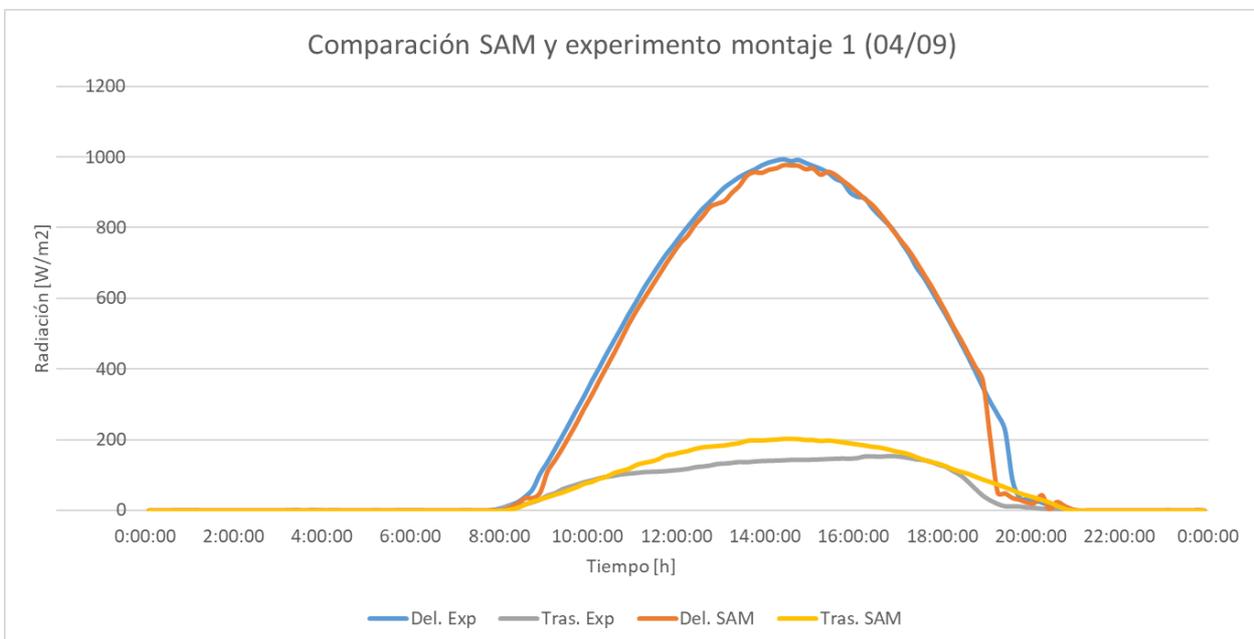


Figura 7-3. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 4 de septiembre

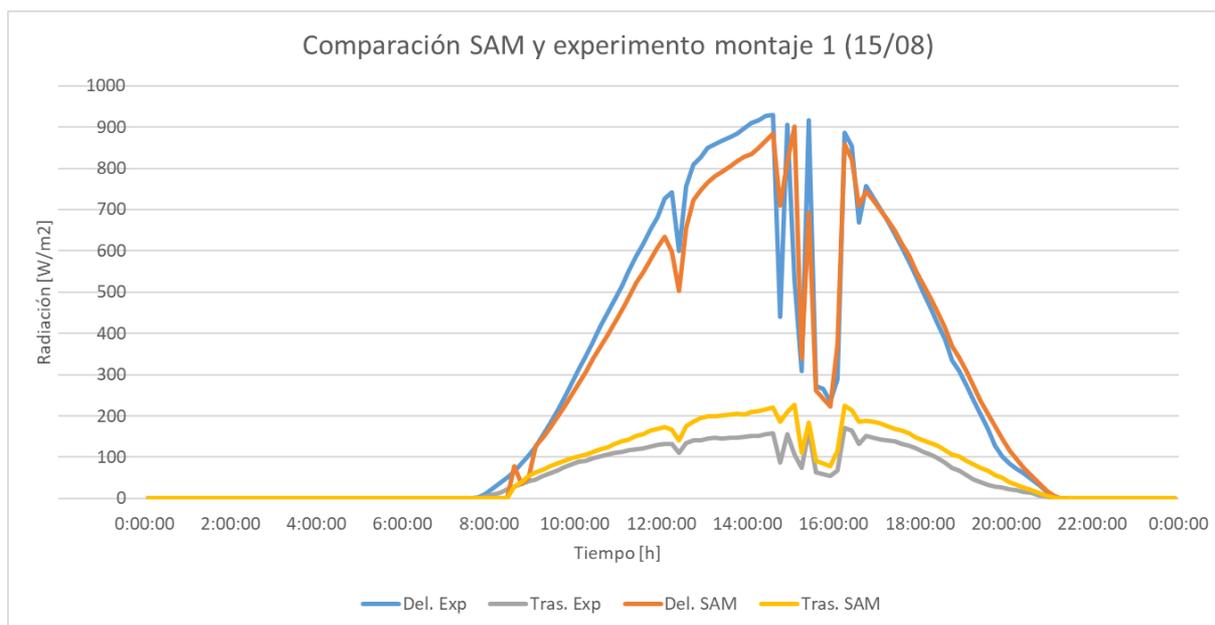


Figura 7-4. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 15 de agosto

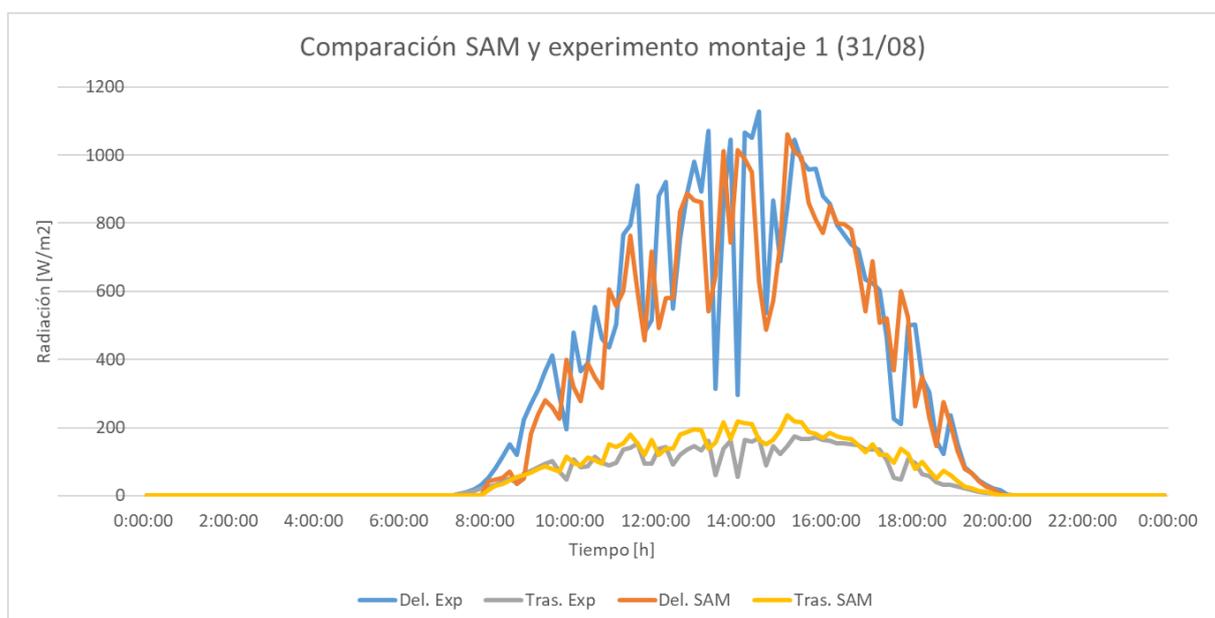


Figura 7-5. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 31 de agosto

Se observa que hay ciertas discrepancias debido a la inexactitud en el montaje, por ejemplo, en la franja horaria mencionada anteriormente por la mañana en la que el panel sombrea el suelo justo debajo del piranómetro, haciendo que la radiación procedente de la reflejada reduzca su aportación, siendo tangible en la franja horaria entre las 10h de la mañana y las 17h de la tarde, palpable sobre todo en los días soleados en la Figura 7-2 y la Figura 7-3.

Otro tema a tener en cuenta es el atardecer. Los datos recogidos en el experimento de la radiación trasera sufren una bajada y en los del modelo no. Esto es debido a que en el SAM no existe la radiación en la parte trasera después de sombreado (como si ocurre en la directa a esa misma hora gracias al modelo 3D). Observando el entorno del experimento, se observa que a esa hora de la tarde, el edificio de acceso a la terraza (Figura 7-6),

sombrea el suelo y la radiación reflejada de albedo del suelo se reduce, al igual que ocurre por la mañana con el otro panel mencionado anteriormente.



Figura 7-6. Paneles con el edificio de acceso a la espalda

Para los dos últimos días, en la Figura 7-4 y en la Figura 7-5, el sombreado es más predominante y la variación de la radiación es más acusada. Por ello es posible que se vea la mayor discrepancia entre modelo y experimento. Aunque por otra parte, también es señalado que los sombreados señalados y grandes (como se puede observar en la Figura 7-4 alrededor de las 16 horas) el modelo lo recoge con bastante acierto. Esto también es observable en la Figura 7-5 aunque en menor medida.

Aun así, para comprobar la exactitud del modelo, se han calculado los errores cuadráticos medios de la radiación en la parte frontal y trasera del panel y los del modelo.

Observando los errores cuadráticos medios en la Tabla 7-1 podemos concluir que los errores para los días nublados son mayores que para los días claros. Por otro lado, observando los datos de radiación trasera se observa que se comete un error del mismo orden en todos los días estudiados. Teniendo en cuenta que se ha comentado que en el primer montaje el piranómetro trasero no está del todo en el eje medio del panel, es un error que en principio se podría considerar pequeño.

Tabla 7-1 Errores cuadráticos medios para el primer montaje del modelo SAM

Día	Error radiación delantera [W/m ²]	Error radiación trasera [W/m ²]
20/08	20.10	35.98
04/09	40.91	37.89
15/08	77.89	39.22
31/08	180.95	39.96

Como conclusión de esta primera parte de la comparación, la radiación trasera necesitaría, en el software, como posible mejora, el cálculo de las sombras sobre el suelo en el que se refleja la radiación de los paneles y los objetos del entorno. Podemos ver en la radiación trasera del modelo de SAM no es posible reflejar la pérdida por sombreado del propio panel (bajada de la radiación a medio día en el experimento) ni del edificio al atardecer (caída de la radiación trasera al final del día). Como mejora en este aspecto, el software debería calcular la

radiación trasera después del sombreado, al igual que para la radiación frontal, pudiendo incluir así este fenómeno y pérdida en la radiación.

7.1.2 Comparación experimento y modelo Ledesma

Con lo mencionado en el apartado 3.4, se modela en Excel el mencionado modelo, con la excepción, de que como en el experimento solo hay una hilera, no se tendrá en cuenta ni la radiación del panel trasero ni las sombras que puedan producir las hileras contiguas en el terreno y que pueda afectar a la radiación que recibe el panel estudiado por su parte trasera.

En primer lugar, para el cálculo del ángulo de la altura solar (γ_s en el modelo, α_s en la Figura 7-7) se tienen en cuenta los conceptos de hora solar, ecuación del tiempo (EQT), declinación (dependiente del día del año) y ángulo cenital (θ_z en la Figura 7-7), que es el complementario de la altura solar, ángulo buscado. Añadir que al ser un modelo de 2D se ha supuesto que es el mismo ángulo, aunque en 3D no se corresponde exactamente con este. [26]

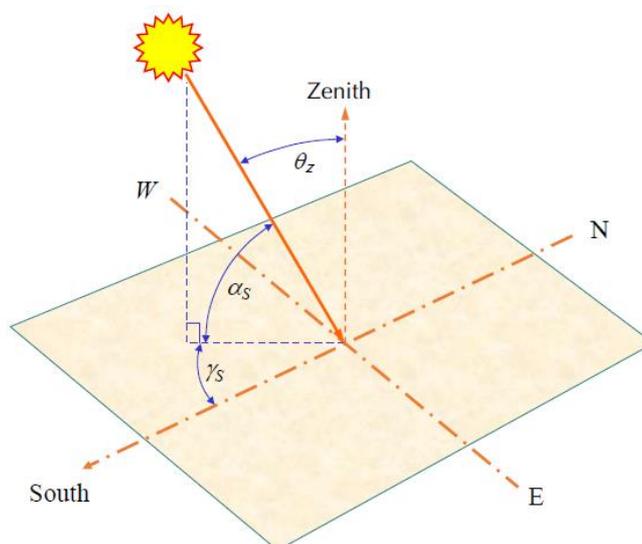


Figura 7-7. Ángulos solares [26]

Una vez hecho esto, se aplica la ecuación del modelo para la radiación con el terreno teniendo en cuenta el sombreado en este por el panel para cada dato de radiación que se tiene de radiación son frecuencia de 10 minutos. Para ello, se calcula mediante geometría y en función del ángulo de la altura solar y de los datos de la instalación, los ángulos límite del sombreado (Θ_1 y Θ_2 según la Figura 7-8). El resto de los ángulos hasta los límites de visión del punto de estudio, se calculará con la radiación global.

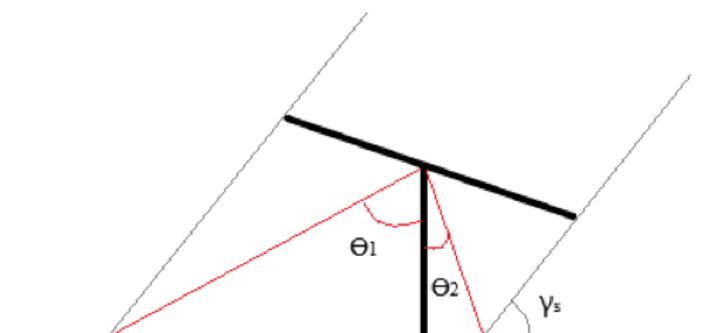


Figura 7-8. Ángulos límite Θ_1 y Θ_2 del sombreado desde el punto de estudio

Representando los valores de la primera instalación junto con los calculados en el modelo de Ledesma, en las siguientes Figuras:

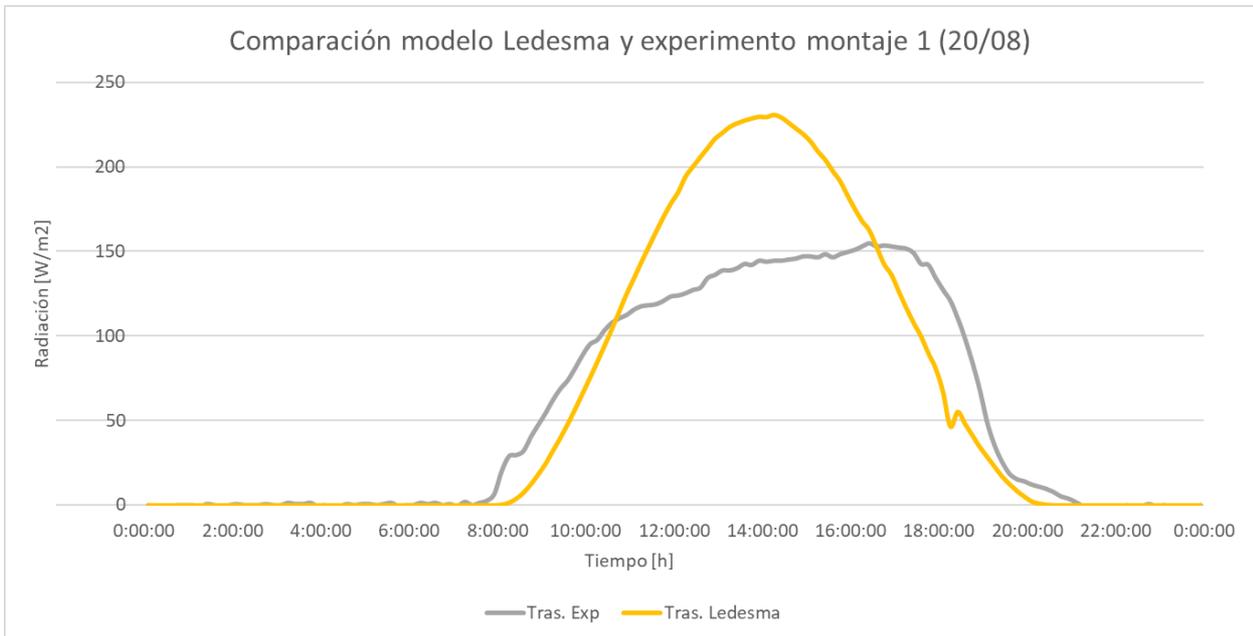


Figura 7-9. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 20 de agosto

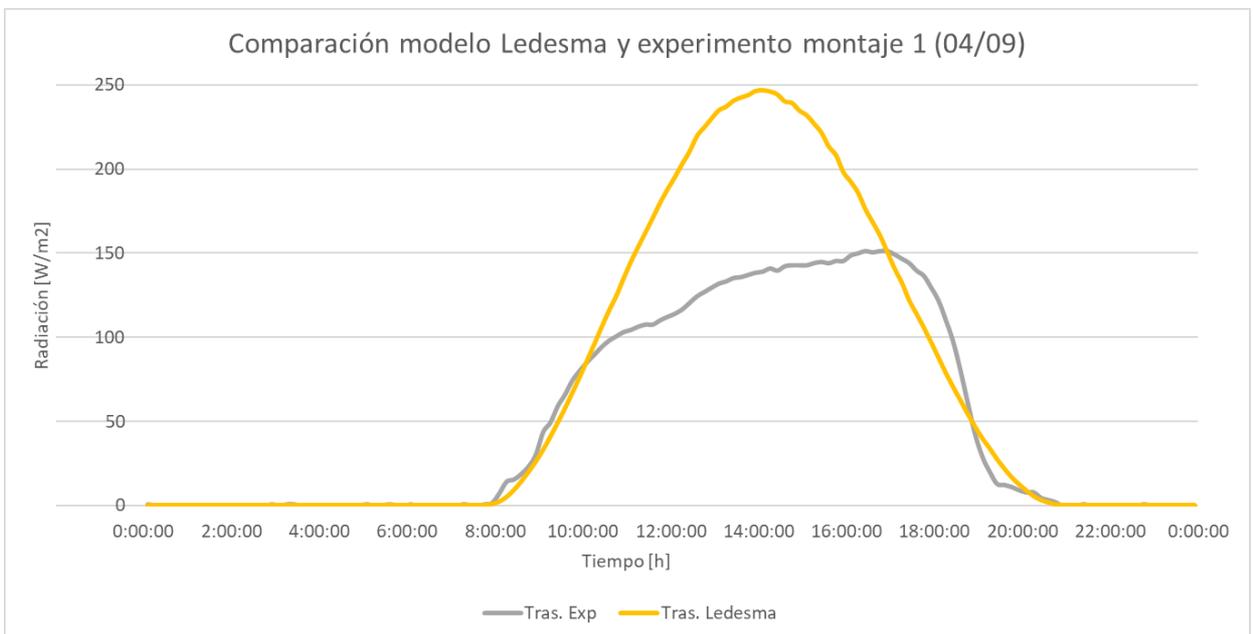


Figura 7-10. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 4 de septiembre

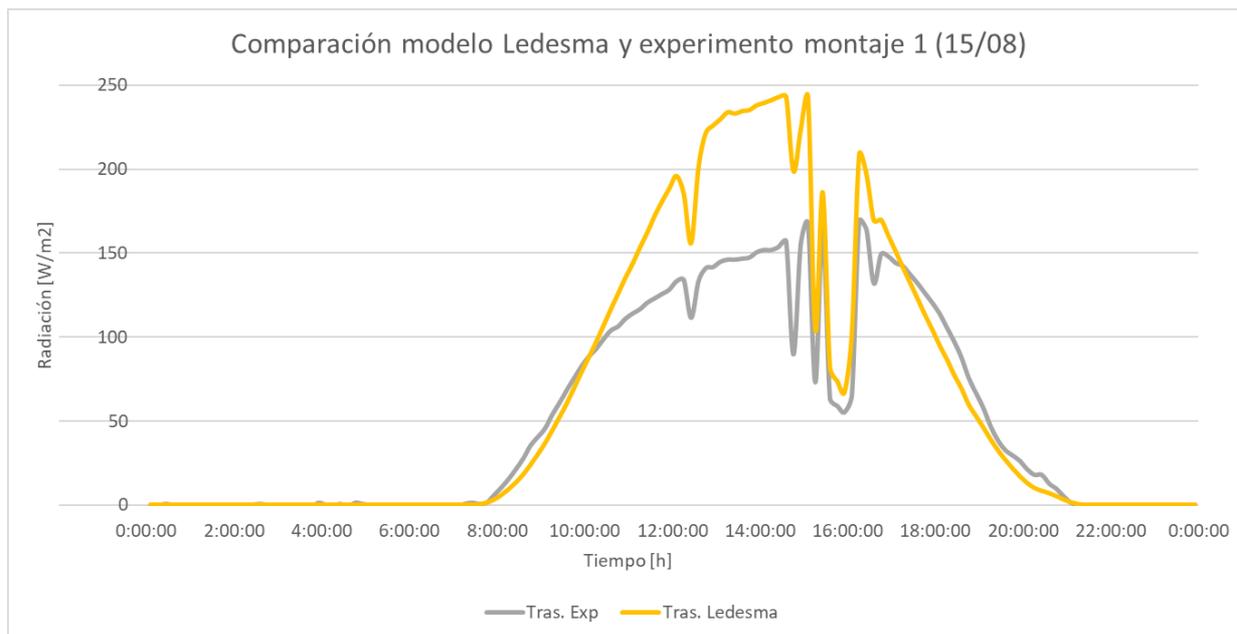


Figura 7-11. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 15 de agosto

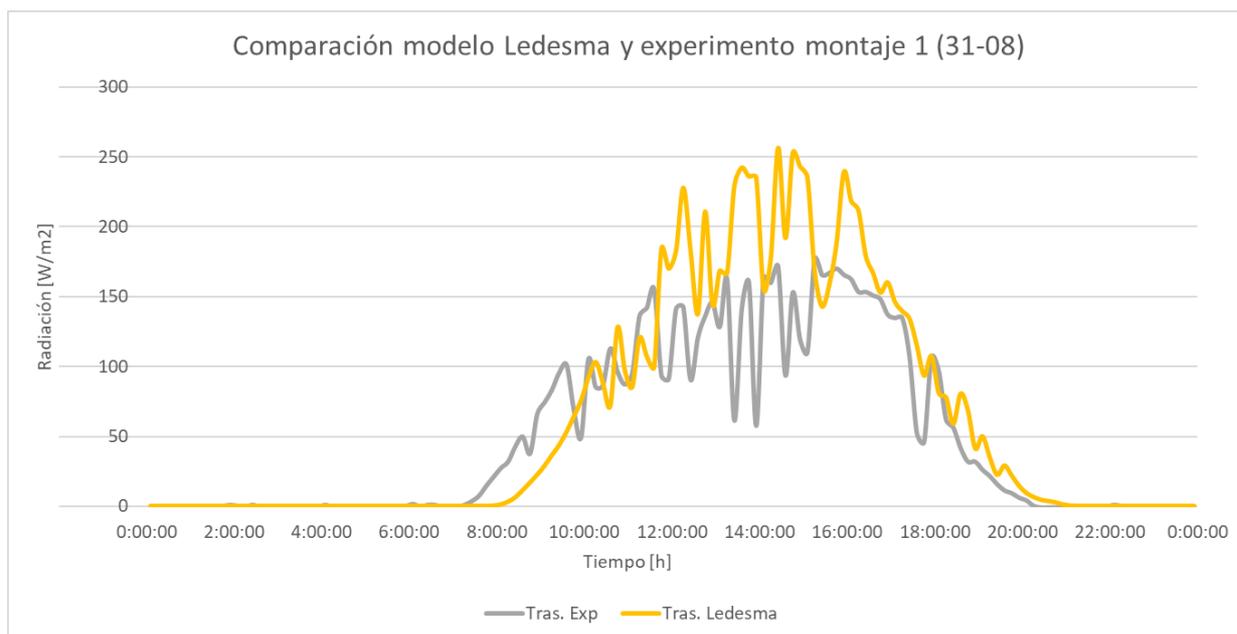


Figura 7-12. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 31 de agosto

Con esto vemos que el efecto de los paneles y sobretodo la menor radiación en torno al medio día solar por el problema del primer montaje, hace que la radiación discrepe entre modelo y experimento. También, la simplificación del modelo a dos dimensiones no es del todo correcto ya que la fila no es lo suficientemente larga para considerarla infinita.

Aun así, la curva coincide en las horas en las que este problema no es tan palpable, al comienzo y al final del día, y que el grado de magnitud de la radiación del modelo es la misma que en el experimento, por lo que el modelo, teniendo en cuenta que nuestro experimento no está dentro de las particularidades del modelo, coinciden en su gran mayoría. Además, se confirma que al final del día el suelo alrededor del panel también está sombreado, ya que la radiación cae al final del día en torno a una hora antes de la puesta del sol, sobre todo esto es observable en la Figura 7-9 y la Figura 7-10.

Por otra parte, en los días seleccionados como seminublados y nublados (15 y 31 de agosto) se recogen las horas de sombreados y las fluctuaciones en la radiación que se comenta.

Tabla 7-2 Errores cuadráticos medios para el primer montaje del modelo Ledesma

Día	Error radiación modelo Ledesma [W/m ²]
20/08	48.72
04/09	55.34
15/08	42.54
31/08	54.00

Por último, comparando los errores cuadráticos medios del modelo de Ledesma, mostrados en la Tabla 7-2 vemos que discrepan más que en la radiación trasera del modelo anterior, posiblemente debido a que no se cumple las excepciones que en nuestro experimento no se terminan de cumplir.

7.2. Comparación con el segundo montaje

Una vez visto a lo largo del desarrollo de la fase del experimento el sombreado del panel contiguo al del piranómetro, se decidió realizar los cambios mencionados en el apartado 5.1.2, para intentar reducir el fenómeno del sombreado por los propios paneles.

7.2.1 Comparación experimento y SAM

Con ello, se decide comparar los días 12 y 17 de septiembre, como soleados, 16 de septiembre como seminublado y 13 de septiembre como nublado, representados en las siguientes figuras:

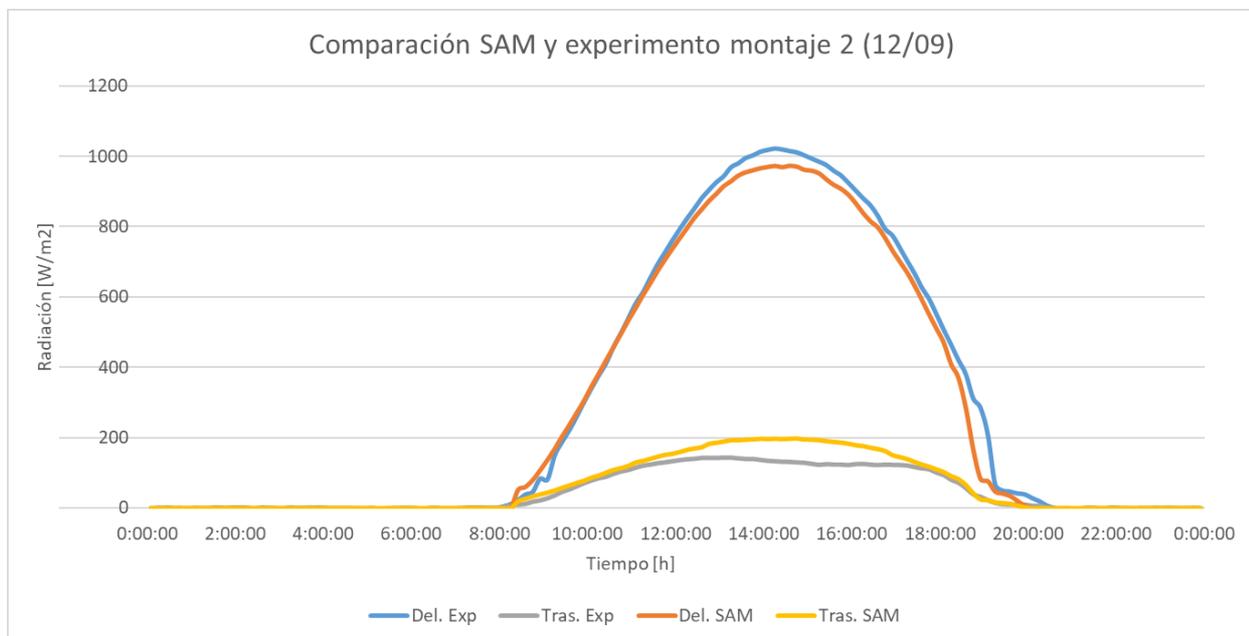


Figura 7-13. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 12 de septiembre

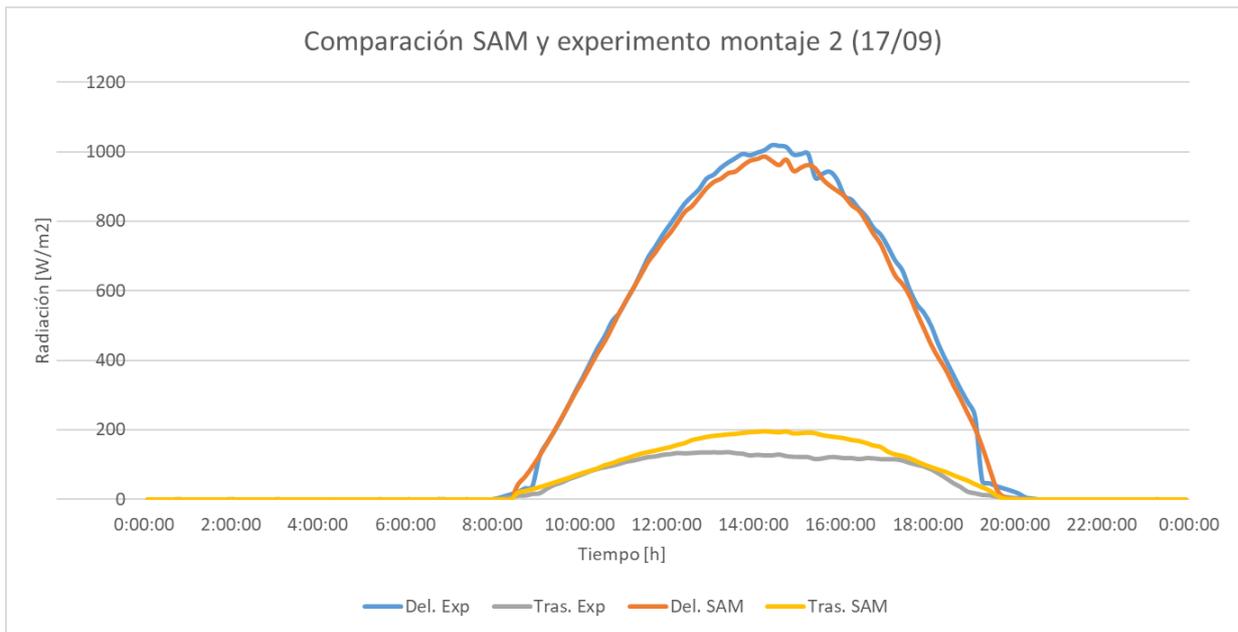


Figura 7-14. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 17 de septiembre

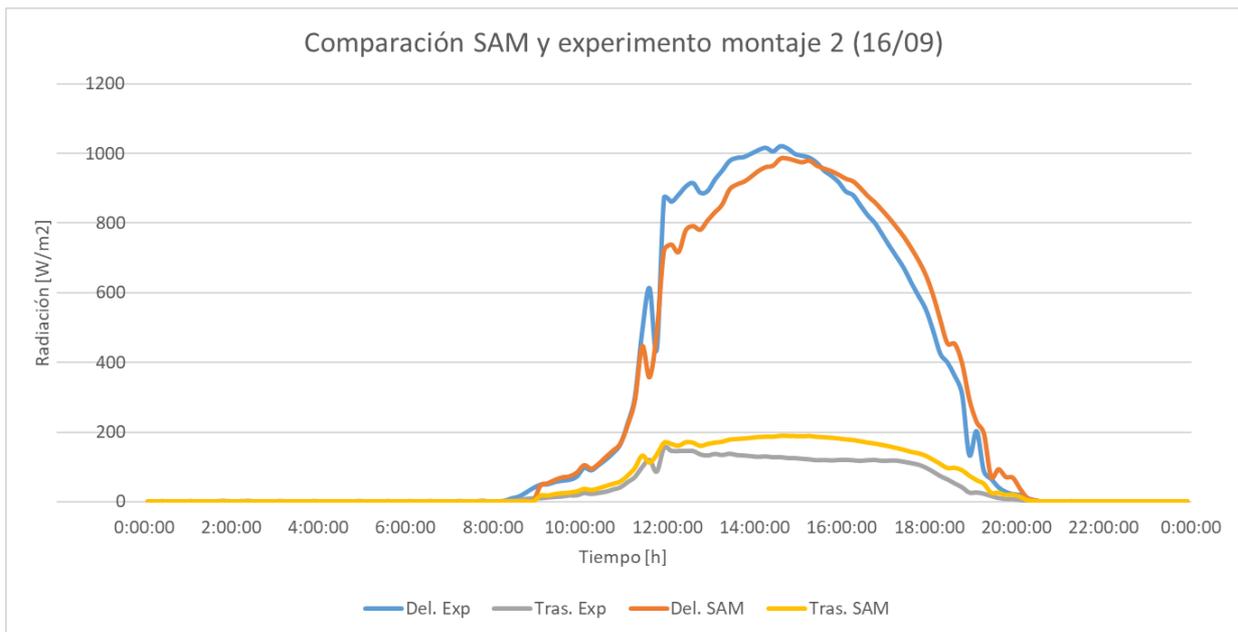


Figura 7-15. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 16 de septiembre

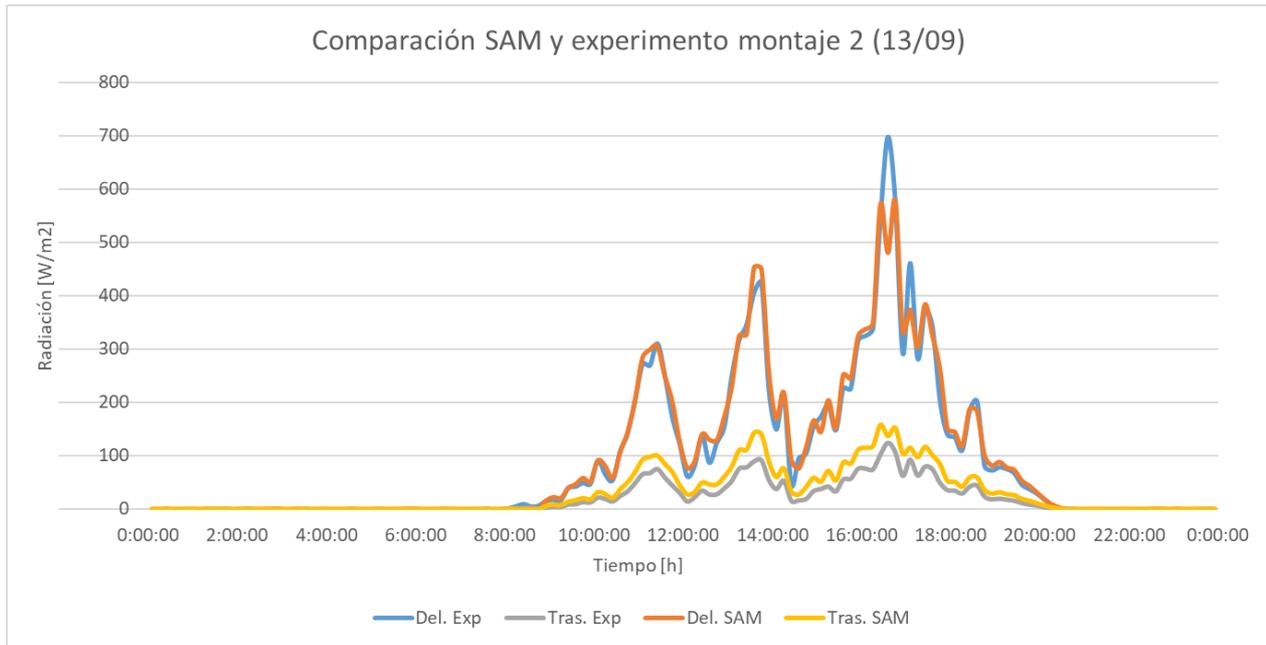


Figura 7-16. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 13 de septiembre

Como podemos ver, para los días soleados (Figura 7-13 y Figura 7-14) el problema de la radiación trasera continúa existiendo, ya que, por concepto, la radiación de la parte trasera no tiene en cuenta el sombreado ni del propio panel ni de los terceros objetos.

Por otro lado, podemos confirmar que en los días nublados, debido a que la radiación directa es mucho más baja, se asemeja bastante bien, observado en la Figura 7-15 y sobre todo en el día 13 representado en la Figura 7-16.

Además, observando los errores en la Tabla 7-3, se pueden llegar a conclusiones parecidas al caso anterior:

Tabla 7-3 Errores cuadráticos medios para el segundo montaje del modelo de SAM

Día	Error radiación delantera [W/m ²]	Error radiación trasera [W/m ²]
12/09	45.57	34.65
17/09	29.16	38.21
16/09	73.24	37.83
13/09	32.64	23.55

Los errores en los datos son del mismo orden que en el primer montaje. Cabe añadir que, en la radiación trasera el día que menos error hay entre todos en este segundo montaje es el del día más nublado por lo que podemos llegar a pensar que parte del origen del error de la radiación trasera está en la directa, debido a que no realiza, para la radiación trasera, el sombreado de los terceros objetos y el propio panel en el suelo, principal componente de la radiación recibida en la parte trasera del panel.

7.2.2 Comparación experimento y modelo Ledesma

En este caso, no se realiza ningún cambio en el modelo teórico, que queda representado en las siguientes Figuras.

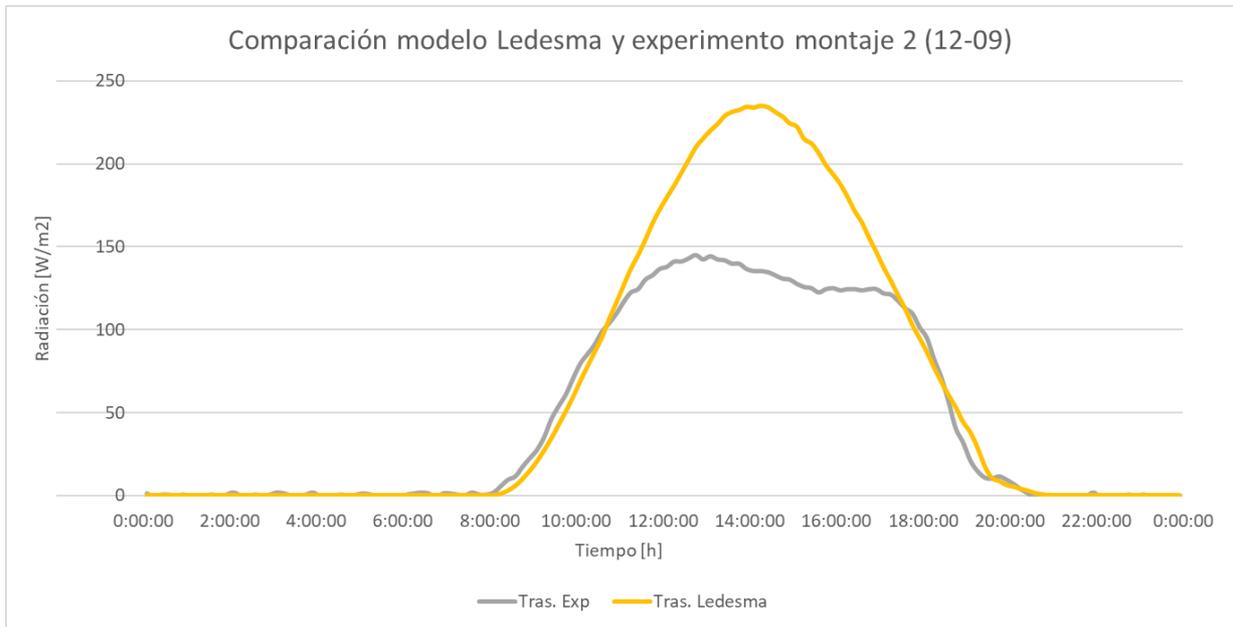


Figura 7-17. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 12 de septiembre

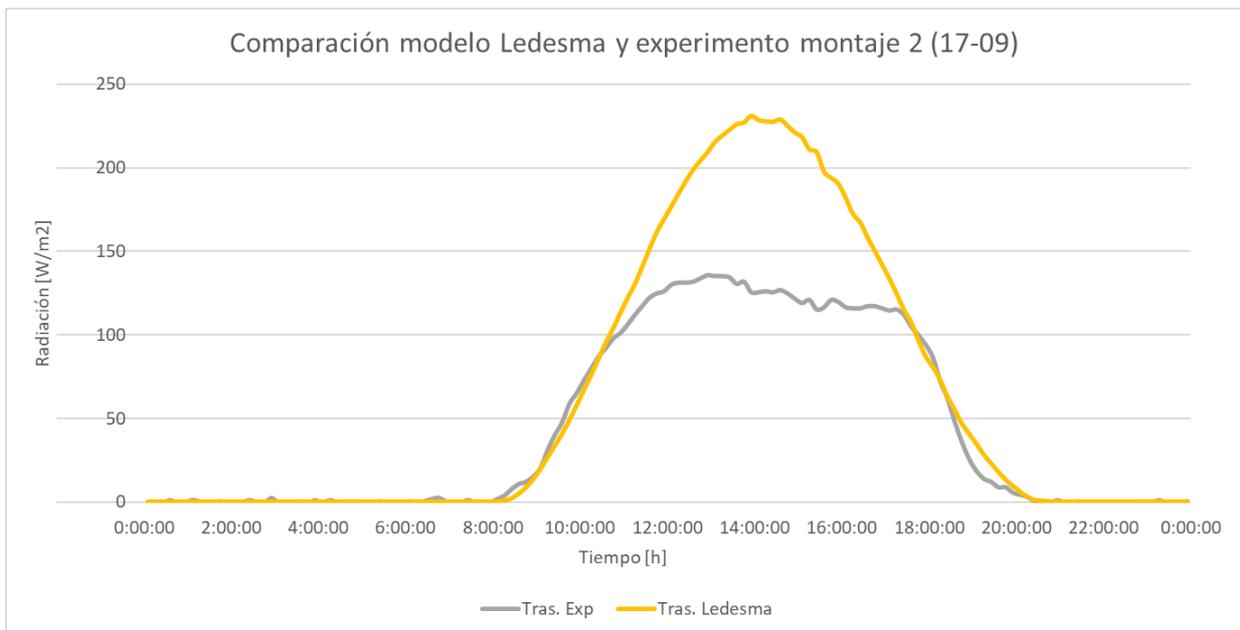


Figura 7-18. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 17 de septiembre

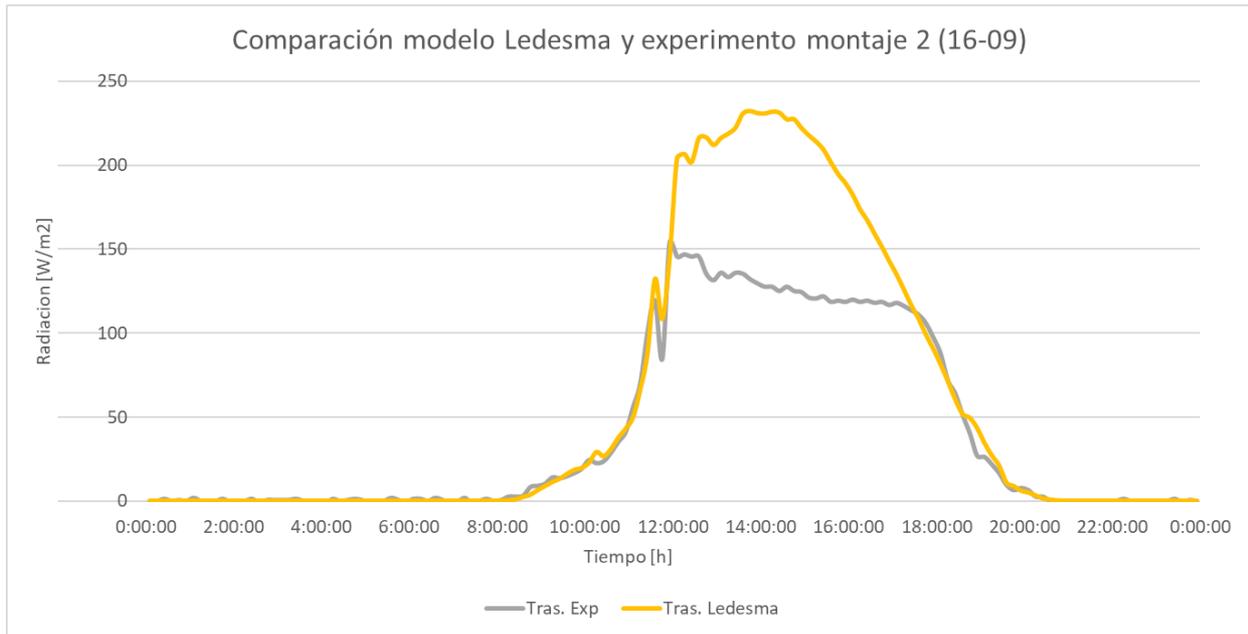


Figura 7-19. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 16 de septiembre

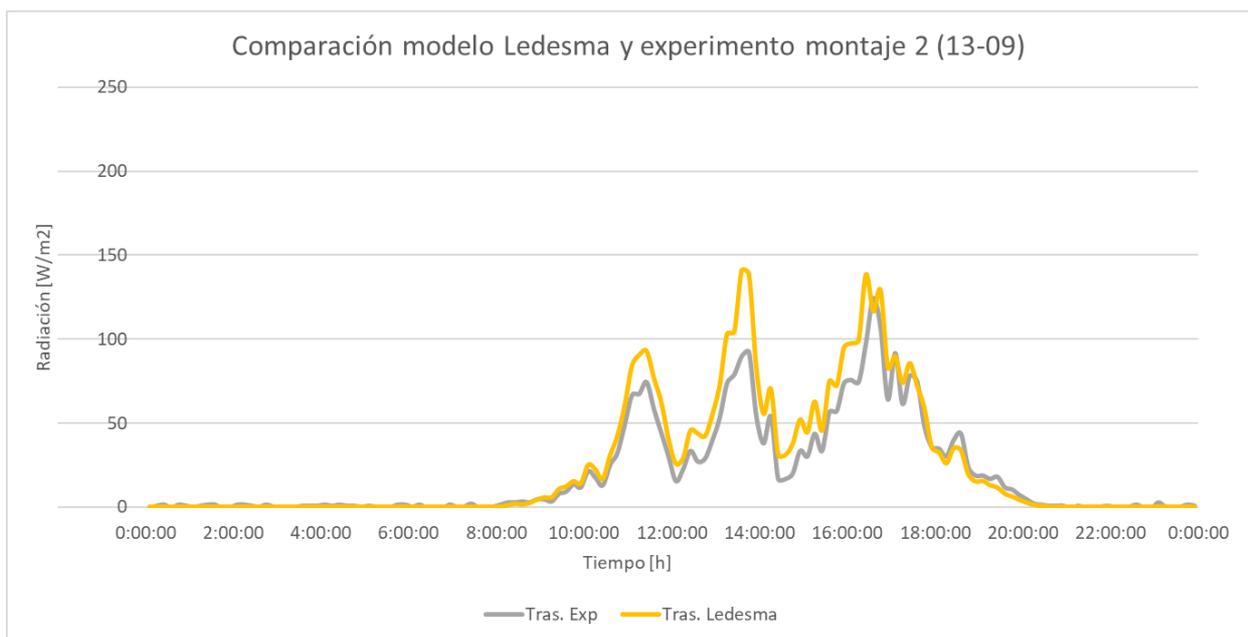


Figura 7-20. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 13 de septiembre

Podemos ver que el sombreado del panel se ha minorado debido a que en este segundo montaje se ha quitado ese segundo panel. Aun así, como en el segundo montaje no queda el piranómetro justo en el eje del panel, se observa cierto desequilibrio en la radiación con respecto al medio día solar. Se puede concluir que el modelo, aunque no entre dentro de las simplificaciones y por eso tiene esas diferencias, los grados de magnitud son los mismos.

Además, en los días nublados se observa bastante coincidencia en los cambios en la radiación, aunque no son del todo iguales debido posiblemente a las discrepancias en las condiciones de contorno entre experimento y modelo.

Tabla 7-4 Errores cuadráticos medios para el segundo montaje del modelo Ledesma

Día	Error radiación modelo Ledesma [W/m ²]
12/09	48.57
17/09	50.94
16/09	50.55
13/09	15.56

Observando los errores cuadráticos medios que tenemos en el modelo de Ledesma para el segundo montaje, en la Tabla 7-4, se confirma que el día más nublado, el 13 de septiembre, nos encontramos con un error prácticamente despreciable. Como conclusión de esto, podemos pensar que la parte más difícil de modelar es la de la radiación directa, ya que para un día nublado la precisión de los modelos mejora.

7.3. Comparación con el tercer montaje

Por último, al conseguir colocar el piranómetro justo en el medio, se pretende que, al menos, la asimetría de la radiación se solucione, ya que la sombra del propio panel debe dar por ambos lados por igual.

7.3.1 Comparación experimento y SAM

Se deciden elegir los días 8 y 13 de octubre como soleados, 6 de octubre como seminublado y el 9 de octubre como día completamente nublado. Las comparaciones se observan en las siguientes Figuras.

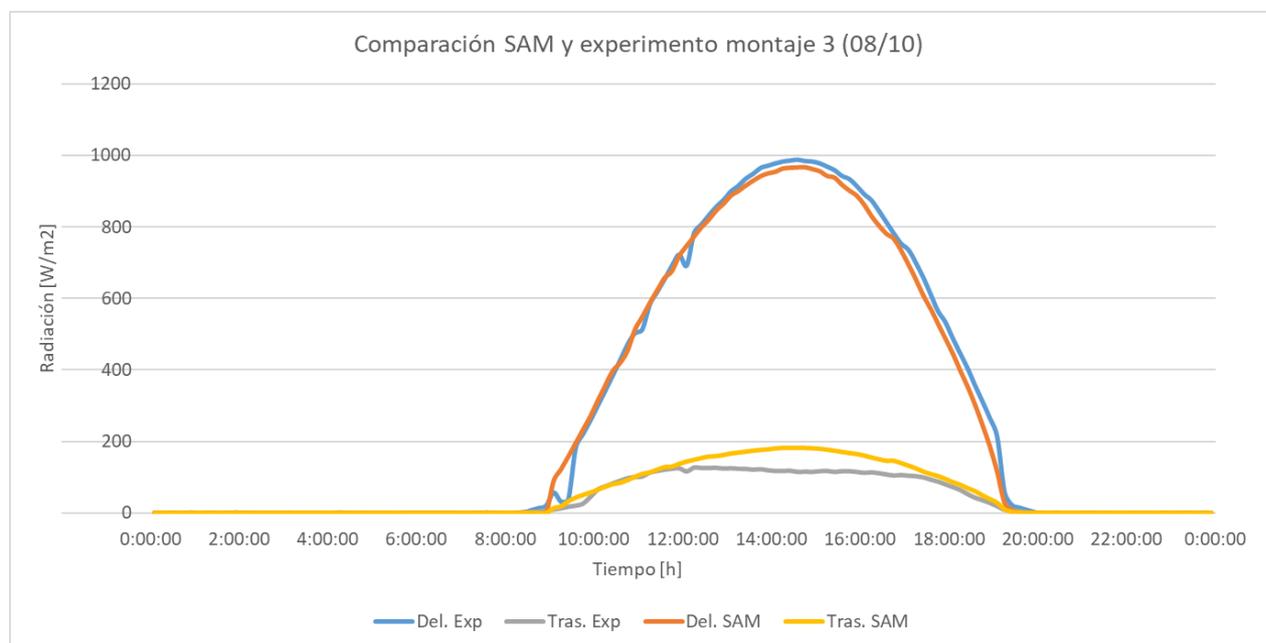


Figura 7-21. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 8 de octubre

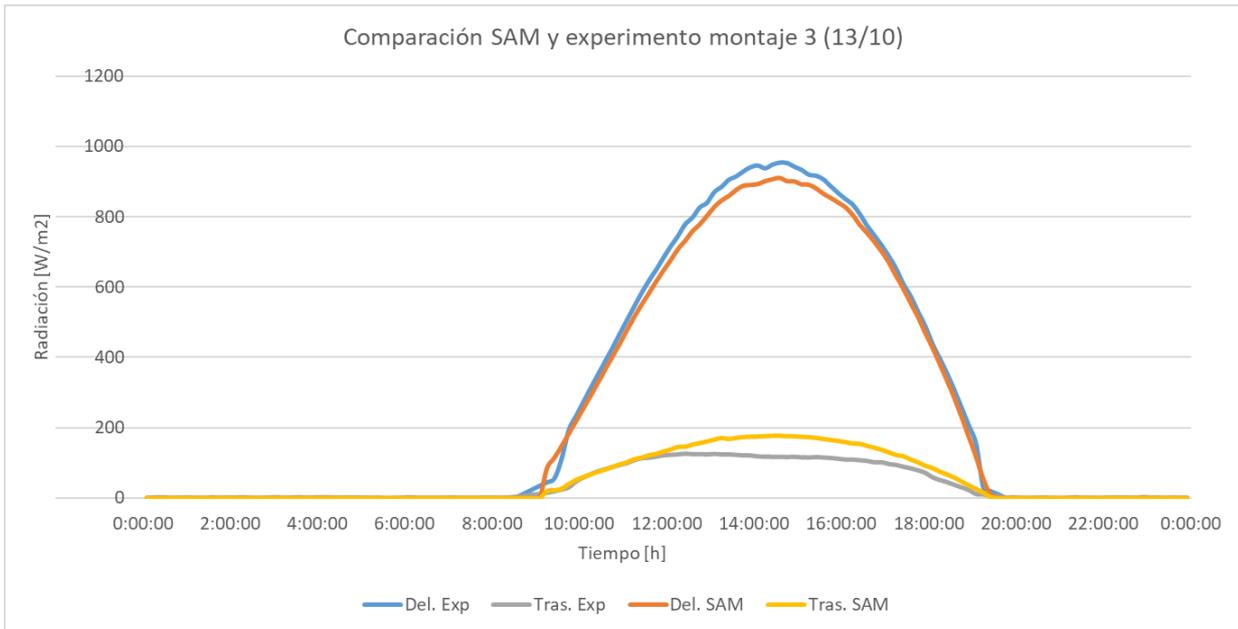


Figura 7-22. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 13 de octubre

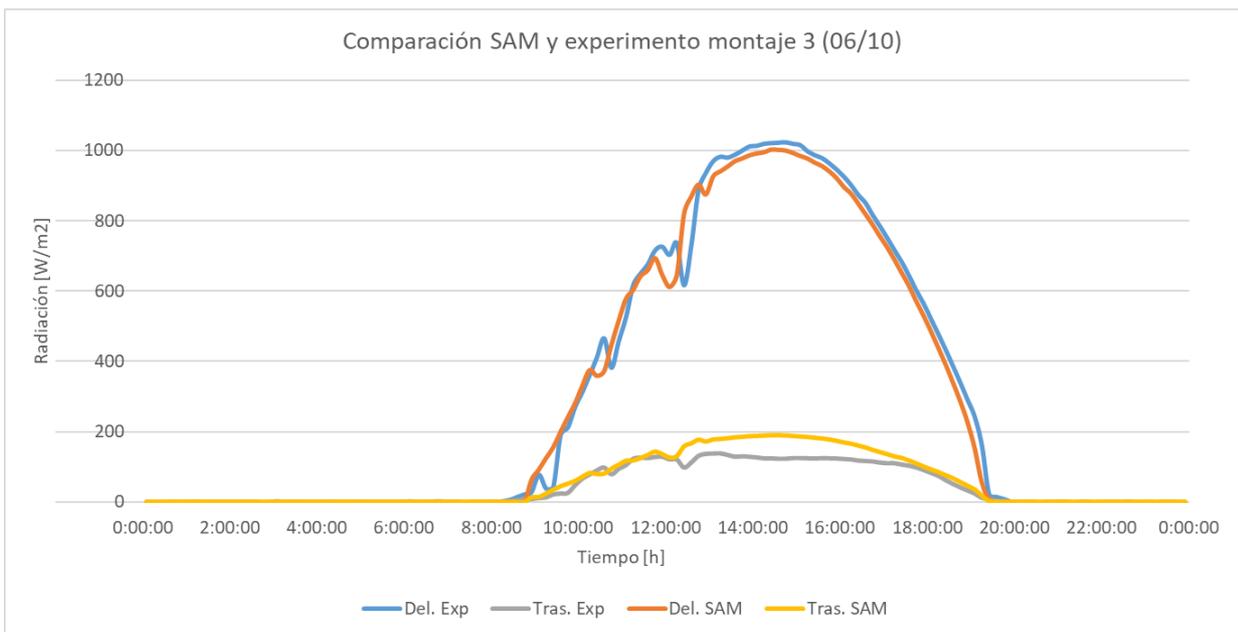


Figura 7-23. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 6 de octubre

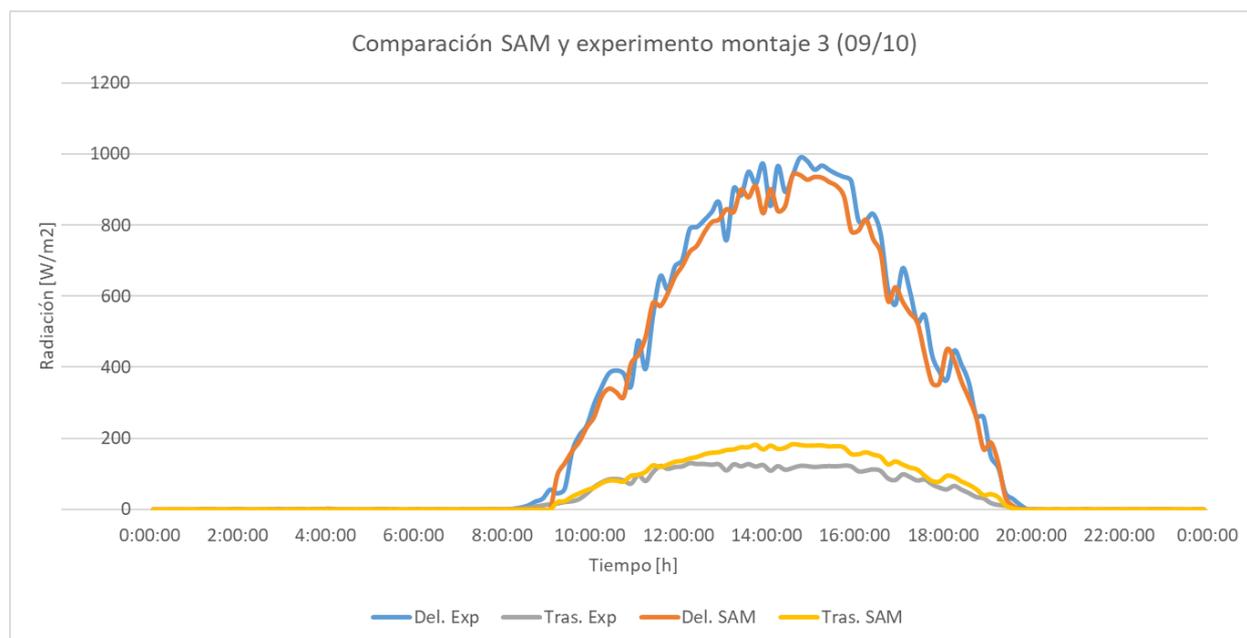


Figura 7-24. Comparación modelo SAM con los datos experimentales el día 9 de octubre

Se observa cierta mejoría en la radiación trasera debido a que en este tercer montaje el piranómetro está en el eje del panel, por lo que ya no hay esa diferencia entre los datos de antes y después del medio día solar, aunque no es posible solucionarlo del todo debido a que el modelo no tiene en cuenta este sombreado del panel en el suelo comentado hasta ahora.

Esto se observa al comparar los errores cuadráticos medios en este último montaje y que el hecho de colocar el piranómetro justo en el eje de simetría del panel hace que el error sea incluso menor en la radiación trasera que en la delantera.

Tabla 7-5 Errores cuadráticos medios para el tercer montaje del modelo de SAM

Día	Error radiación delantera [W/m ²]	Error radiación trasera [W/m ²]
08/10	34.85	33.18
13/10	31.31	33.40
06/10	51.82	34.13
09/10	54.86	33.65

7.3.2 Comparación experimento y modelo Ledesma

Por último, mostrando en las últimas Figuras, comparamos los datos del experimento del último montaje con los del modelo de Ledesma realizado en Excel. Podemos concluir lo mismo que en los casos anteriores, resultado equivalente y del mismo orden de magnitud teniendo en cuenta que no entramos dentro de las particularidades del modelo. Aun así, como en el segundo montaje no queda el piranómetro justo en el medio del panel, se observa cierta asimetría en la radiación con respecto al medio día solar. Se puede concluir que el modelo, aunque el experimento no entre dentro de las particularidades y simplificaciones del modelo de Ledesma, y por eso tiene esas diferencias, los grados de magnitud son los mismos.

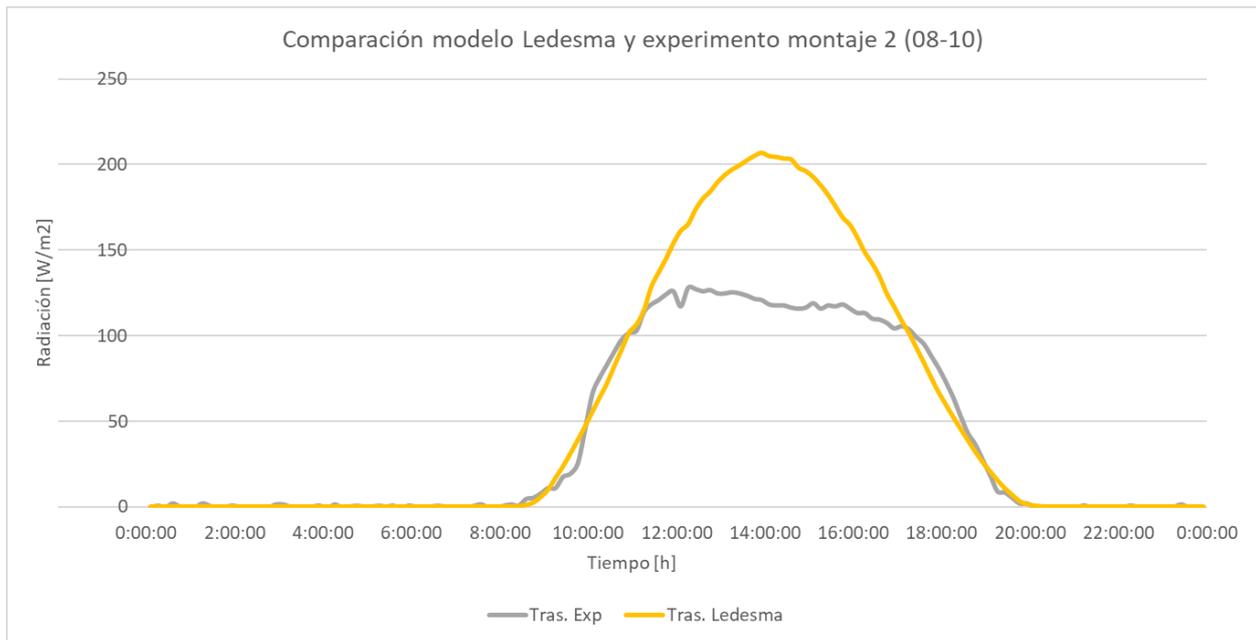


Figura 7-25. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 8 de octubre

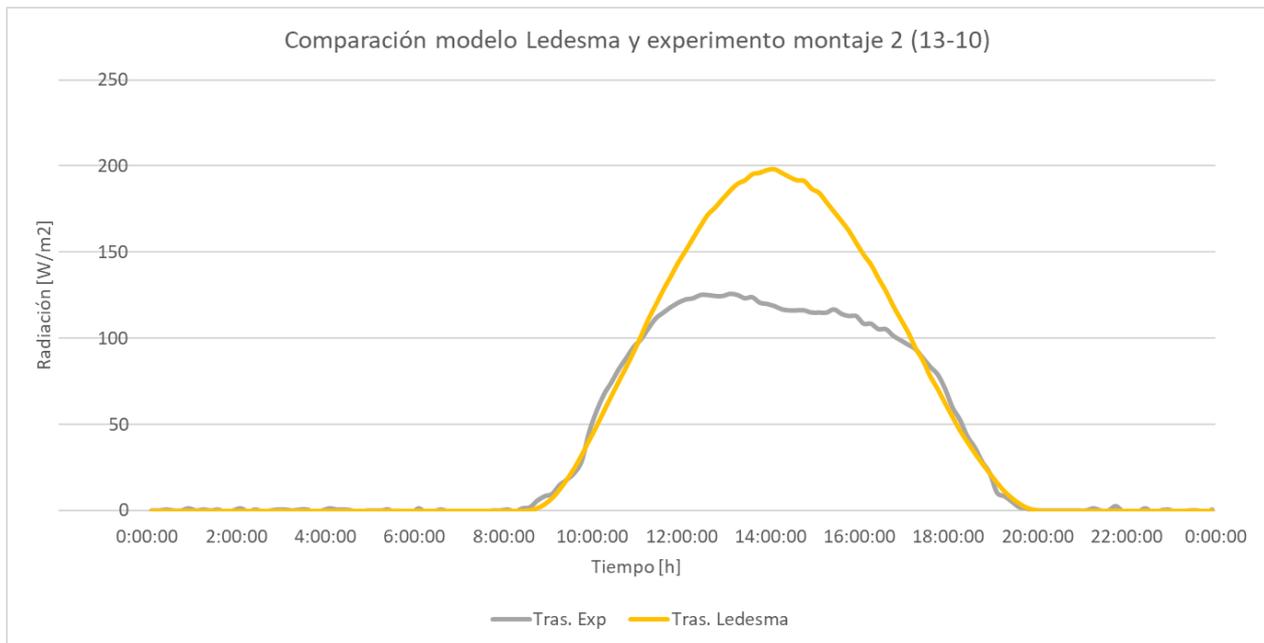


Figura 7-26. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 13 de octubre

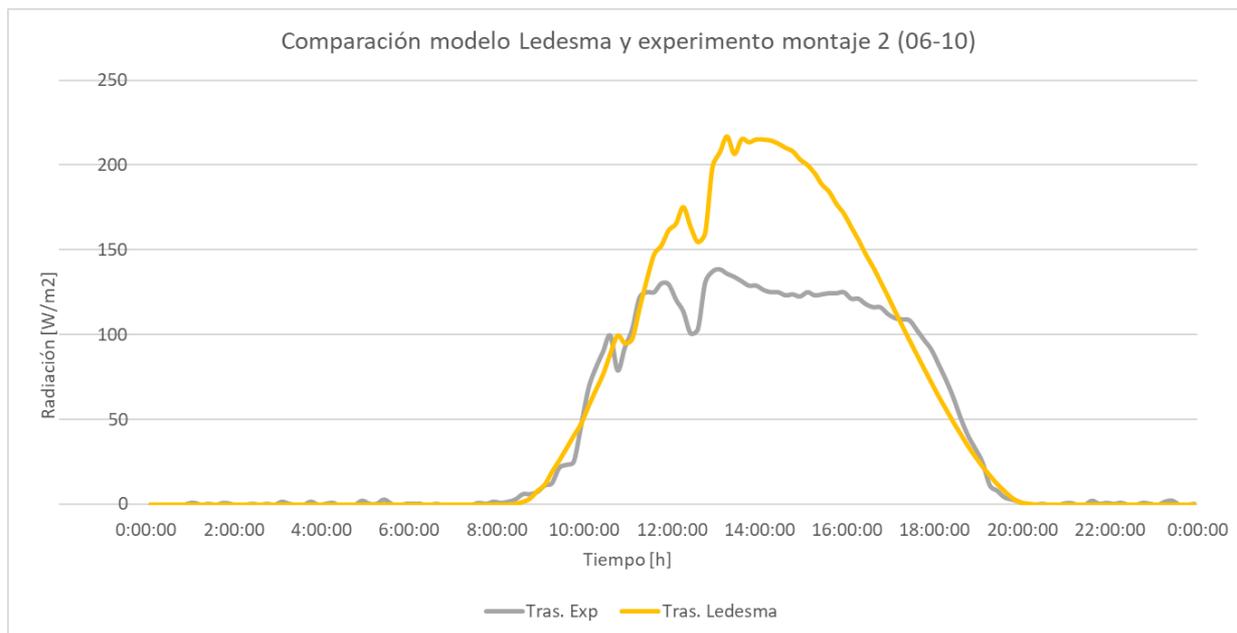


Figura 7-27. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 6 de octubre

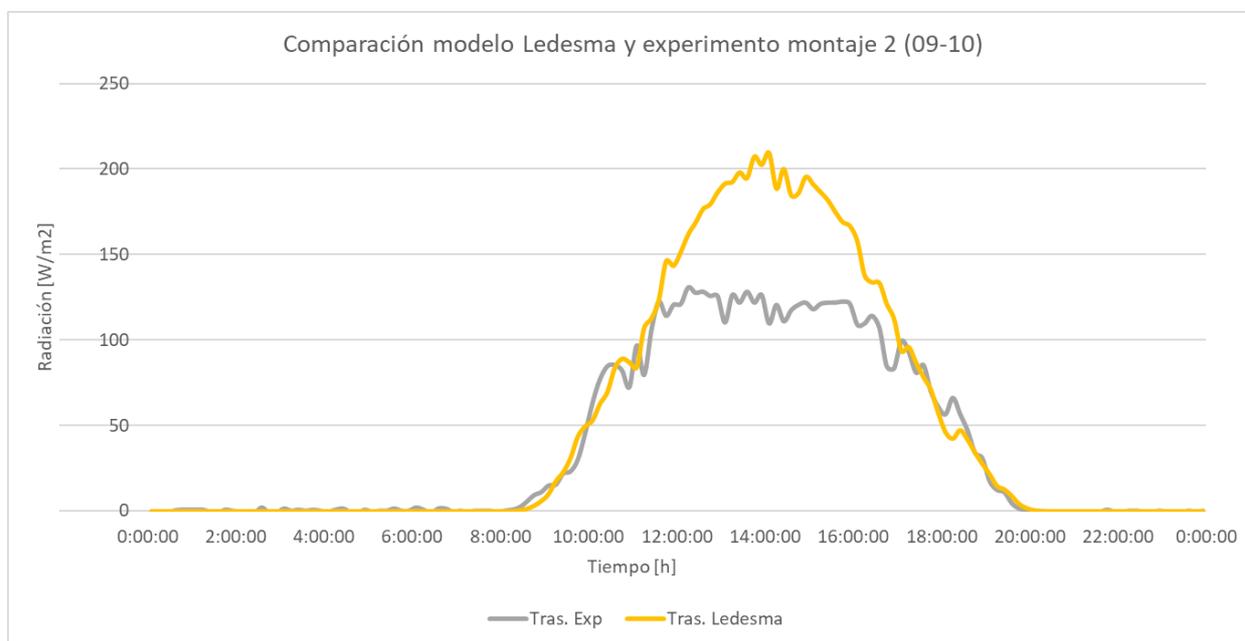


Figura 7-28. Comparación radiación trasera experimento con modelo de Ledesma para el 9 de octubre

Calculando los mismos errores que en los otros dos casos para el modelo Ledesma, en la Tabla 7-6, se observa la misma discrepancia entre datos del modelo y del experimento como ocurriera en los casos anteriores.

Tabla 7-6 Errores cuadráticos medios para el tercer montaje del modelo Ledesma

Día	Error radiación modelo Ledesma [W/m ²]
08/10	42.00
13/10	38.30
06/10	42.83
09/10	39.98

8 CONCLUSIONES

Como conclusiones finales con respecto a los modelos de radiación bifacial, el experimento y el software SAM junto con el modelo de Ledesma implementado en Excel, para este tipo de proyectos, cabe destacar lo siguiente:

No existe un criterio común aún de cuál es el modelo teórico adecuado para este tipo de estudios. Posiblemente, los modelos basados en los factores de vista sean los más adecuados debido a su mayor extensión e implementación, pero quizá la falta de experimentos reales y sobre todo la ausencia de comparaciones con plantas fotovoltaicas bifaciales reales sea lo que falte para su completa implementación.

El experimento realizado en la azotea del laboratorio no termina de ser concluyente debido a que el edificio de acceso y el propio panel influyen en el sombreado del suelo debajo del piranómetro, reduciendo bruscamente la radiación en las últimas horas del día y a lo largo del medio día y no se puede equiparar exactamente con lo que habría en una planta de gran potencia de este tipo. Además, en el SAM no existe la posibilidad de recoger los datos de la radiación trasera tras el sombreado en el suelo, no pudiendo resolver este error para la parte trasera, siendo por tanto su mayor debilidad en el concepto teórico del modelo.

Por otro lado, el modelo de Ledesma parece que puede recoger bastantes conclusiones positivas, teniendo en cuenta que lo comparado en este documento no corresponde realmente con las particularidades del modelo, como es el sombreado de las filas contiguas o que el panel del experimento no es suficientemente largo como para considerarlo infinito y hacer de él un problema bidimensional.

Aun así, el modelo en SAM para plantas fotovoltaicas puede ser bastante útil debido a que ofrece muchas posibilidades de configuración y libertad de casi todos los parámetros que afectan a una instalación fotovoltaica, pudiendo ser bastante útil para calcular la inversión de este tipo de plantas. Además, si se consigue realizar el modelado adecuado para que tenga en cuenta el sombreado para la radiación trasera solventaría el problema principal de la discrepancia de experimento y modelo.

También considerar que el modelo de Ledesma, dentro de su marco de aplicación puede llegar posiblemente a ser bastante concluyente porque, sin tener en el experimento las condiciones por las que se pensó en un principio y por las que se realizan las simplificaciones en el modelo, los resultados salen del mismo orden de magnitud.

Por último, como comparación de ambos modelos, se puede ver que los errores son del mismo orden de magnitud por lo que, en base a lo mencionado antes del modelo, tanto el software como el modelo teórico están pensados y hechos para plantas de gran magnitud, en los que las diferencias entre modelos y realidad se podrían reducir y los errores minimizar. Por ello, sería interesante probar estos modelos, tanto el de SAM como el teórico, en plantas fotovoltaicas bifaciales de gran magnitud y comparar los errores, en los que posiblemente sea posibles reducirlos y concluir que este tipo de modelo son aptos para hacer una previsión teórica de la producción de una futura planta.

REFERENCIAS

- [1] A. Cuevas, «50 Per cent more output power from an albedo-collecting flat panel using bifacial solar cells,» *Solar Energy*, vol. 29, nº 5, pp. 419 - 420, 1982.
- [2] VDMA, «International Technology Roadmap for Photovoltaic,» Marzo 2021. [En línea]. Available: <https://itrpv.vdma.org/documents/27094228/29066965/20210ITRPV/08ccda3a-585e-6a58-6afa-6c20e436cf41>. [Último acceso: Octubre 2021].
- [3] Oficina de publicaciones de la Union Europea, «Oficina de publicaciones de la Union Europea,» 1985. [En línea]. Available: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/e45d3fbed1dc-44e9-8c2e-ebdeaf122231>. [Último acceso: septiembre 2021].
- [4] L. y. Jordan, «The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation,» *Solar Energy*, vol. 4, nº 3, pp. 1 - 19, 1960.
- [5] U. AlperYusufoglu, «Simulation of Energy Production by Bifacial Modules with Revision of Ground Reflection,» *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, nº 1, pp. 320 - 328, 2015.
- [6] E. Lorenzo y M. Egido, «Bifacial photovoltaic panels with sun tracking,» *International Journal of Solar Energy*, vol. 4, pp. 97 - 107, 1986.
- [7] J. P. Singh, «A new method to characterize bifacial solar cells,» diciembre 2012. [En línea]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/pip.2341>. [Último acceso: septiembre 2021].
- [8] Durosoy, «Nature. Solar irradiation on the rear surface of bifacial solar modules: a modeling approach,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.nature.com/articles/s41598-020-70235-3#Tab3>. [Último acceso: julio 2021].
- [9] Soria, «Wiley Online Library. A study of the annual performance of bifacial photovoltaic modules in the case of vertical facade integration,» 26 novimebre 2015. [En línea]. Available: <https://doi.org/10.1002/ese3.103>. [Último acceso: 2021].
- [10] A. Asgharzadeh Shishavan, «ProQuest. Bifacial Photovoltaic (PV) System Performance Modeling Utilizing Ray Tracing,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.proquest.com/docview/2311919001?fromopenview=true&pq-origsite=gscholar>. [Último acceso: agosto 2021].
- [11] Solar News International, «BIFACIALS, THE FUTURE OF SOLAR PV,» 2020. [En línea]. Available: https://www.solarnews.es/solarnews_internacional/2020/07/06/bifacials-the-future-of-solar-pv/. [Último acceso: 2021].
- [12] International Energy Agency, «Bifacial Photovoltaic Modules and Systems: Experience and Results from International Research and Pilot Applications,» 2021. [En línea]. Available: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2021/04/IEA-PVPS-T13-14_2021-Bifacial-Photovoltaic-Modules-and-Systems-report.pdf. [Último acceso: 2021].

- [13] T. M. M. L. L. S. Y. Z. Wenbo Gu, «Science Direct. A coupled optical-electrical-thermal model of the bifacial photovoltaic module,» *Applied Energy*, vol. 258, 2020.
- [14] C. e. a. Hansen, «IEEE. Analysis of irradiance models for bifacial PV modules,» 2016. [En línea]. Available: https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7749564?casa_token=4fRH_X1dT0AAAAA:TteuI8l_VFZ69VmqgrapcOQHwzk5cNij9Enerd1P-VYJONukkw50uqbOAM9jHpp7677sFlM58jI. [Último acceso: 2021].
- [15] S. Pelaez Ayala, «Single-Axis Tracked Bifacial System Results,» 2018. [En línea]. Available: http://npv-workshop.com/fileadmin/images/bifi/denver/presentations/1__Ayala-_HSAT_bifacial_systems_results_bifiPV2018.pdf. [Último acceso: 2021].
- [16] H. C. Hottel, «Radiative transfer, H. C. Hottel and A. F. Sarofim, McGraw-Hill Book Company, New York, 1967. 52 pages,» 9 1969. [En línea]. Available: <https://doi.org/10.1002/aic.690150504>. [Último acceso: 2021].
- [17] J. Appelbaum, «Current mismatch in PV panels resulting from different locations of cells in the panel,» 2016. [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X16000268#b0005>. [Último acceso: 2021].
- [18] F. D. y D. A., «Optimum orientation of bi-facial PV modules, Proc. 19th Eur. Photovoltaics Sol. Energy Conf,» 2004. [En línea]. Available: <https://www.osti.gov/pages/servlets/purl/1423188>. [Último acceso: 2021].
- [19] J. R. Ledesma, «A simulation model of the irradiation and energy yield of large bifacial photovoltaic plants,» 2020. [En línea]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X20306071?casa_token=82T37JbN4mUAAAAA:B5AEV0fVjFU_b92at8QhJGHBX0CPEj6RNH0RlgjncE5CjqmuEh3yTOr_HvqqD-d-4Q2PGKTDuQ#b0160. [Último acceso: 2021].
- [20] D. e. al., «Nature. Solar irradiation on the rear surface of bifacial solar modules: a modeling approach,» 2020. [En línea]. Available: <https://doi.org/10.1038/s41598-020-70235-3>. [Último acceso: 2021].
- [21] D. V. Javier, «Análisis de modelos de radiación incidente por la parte posterior de un módulo fotovoltaico bifacial,» Universidad de Sevilla, Sevilla, 2021.
- [22] A. A. Shishavan, «Bifacial Photovoltaic (PV) System Performance Modeling Utilizing Ray Tracing,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.proquest.com/docview/2311919001?pq-origsite=gscholar&fromopenview=true>. [Último acceso: 2021].
- [23] NREL, «SAM Photovoltaic Model Technical Reference,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/67399.pdf>. [Último acceso: 2021].
- [24] Y. Kotak, M. Saleem Gul, T. Muneer y S. Ivanova, «Research Gate. Investigating the Impact of Ground Albedo on the Performance of PV Systems,» 2015. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/275956502_Investigating_the_Impact_of_Ground_Albedo_on_the_Performance_of_PV_Systems. [Último acceso: 2021].
- [25] NREL, «Integration, Validation, and Application of a PV Snow Coverage Model in SAM,» [En

línea]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68705.pdf>. [Último acceso: 2021].

- [26] M. S. Pérez, «Enseñanza Virtual - Apuntes Centrales Solares - GIE,» septiembre 2020. [En línea]. Available: https://ev.us.es/webapps/portal/execute/tabs/tabAction?tab_tab_group_id=_29_1. [Último acceso: 10 2021].