

Proyecto Fin de Grado

Ingeniería de la Energía

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

Autor: José Manuel Cuadrado García

Tutor: Isidoro Lillo Bravo

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

Sevilla, 2019



Proyecto Fin de Grado
Ingeniería de la Energía
Energías Renovables

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

Autor:

José Manuel Cuadrado García

Tutor:

Isidoro Lillo Bravo

Profesor Contratado Doctor

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2019

Proyecto Fin de Grado: Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

Autor: José Manuel Cuadrado García

Tutor: Isidoro Lillo Bravo

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

*A mi familia, amigos y
maestros que me han
acompañado en el camino*

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a toda mi familia, en especial a mis padres y hermano, por todo su ánimo y apoyo durante todos estos años, que me han llevado donde estoy. Por todo lo que me han enseñado, por estar tanto en los buenos y malos momentos.

A mi tutor Don Isidoro Lillo Bravo, por darme la oportunidad de realizar este proyecto con él, ofreciéndome su ayuda desde el principio, y a Don Miguel Larrañeta Gómez-Caminero por su ayuda en la realización del análisis estadístico.

A mis compañeros y amigos conocidos en la universidad, que he tenido la suerte de conocer en estos años, por su apoyo y por tantos buenos momentos compartidos durante esta etapa.

A todos esos profesores que me han enseñado y animado a continuar aprendiendo y a darme cuenta de todo lo que soy capaz de hacer para dar lo mejor de mí durante esta etapa universitaria.

José Manuel Cuadrado García

Sevilla, 2019

Resumen

Este trabajo se centra en realizar una comparativa entre distintos modelos de simulación de la irradiancia global horizontal y comprobar cual de ellos es más preciso con respecto a las medidas tomadas por un piranómetro.

En primer lugar, se desarrolla una serie sintética capaz de simular la irradiancia global horizontal a través de los datos tomados por una célula fotovoltaica. A continuación, se implementa el siguiente modelo, desarrollado por J.J. Michalsky, que a partir de unos factores correctores corrige las medidas tomadas por la célula.

Las comprobaciones de ambos modelos se realizarán para el año 2018 para diferentes clasificaciones climáticas, la primera de ellas, Sevilla, emplazamiento del que se han tomado los datos climáticos y en segundo lugar California.

Por último, se procede a una observación de los resultados mediante un análisis visual y estadístico para ambos modelos, en los que se observarán las principales diferencias entre ambos.

Abstract

This project focuses on making a comparison between different simulation models of global horizontal irradiance and checking which of them is more accurate with respect to the measurements taken by a pyranometer.

In the first place, a synthetic series is developed capable of simulating the horizontal global irradiance through the data taken by a photovoltaic cell. Next, the following model is implemented, developed by J.J. Michalsky, who from some corrective factors corrects the measurements taken by the cell.

The checks of both models will be carried out for the year 2018 for different climatic classifications. The first of them, Sevilla, site of which the climatic data have been taken and in second place California.

Finally, we proceed to an analysis of the results by means a visual and statistical analysis for both models, which will observe the main differences between the two.

Agradecimientos	xiii
Resumen	x
Abstract	xii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvi
Índice de Figuras	xviii
índice de Ilustraciones	xx
Notación	xxi
1 Introducción	23
2 Objeto del trabajo	25
3 Revisión Bibliográfica	27
3.1 Introducción	27
3.2 Diferencia entre los piranómetros y las células de referencia fotovoltaicas	27
3.3 Comparación de la respuesta espectral para diferentes tipos de tecnologías	32
3.3.1 Dependencia de la respuesta espectral	33
3.3.2 Formas de caracterizar las respuestas espectrales	36
3.4 Relación entre el espectro solar y el índice de claridad	37
3.5 Procedimientos para corregir la irradiancia global medida por una célula de silicio	38
3.6 Tratamiento de la irradiancia en distintos programas de cálculo de instalaciones fotovoltaicas	42
3.7 Conclusiones	43
4 Metodología	45
4.1 Introducción	45
4.2 Descripción de los equipos de medición	45
4.3 Análisis de datos	46
4.4 Descripción de los distintos modelos empleados	46
4.4.1 Cálculo del modelos célula- piranómetro	46
4.4.2 Descripción del modelo de J.J. Michalsky	56
4.5 Conclusiones de los modelos	56
5 Análisis de resultados	57
5.1 Análisis de los modelos	58
5.1.1 Modelo de la estación del GTER, Sevilla	58
5.1.2 Modelo de la estación de California, EE. UU.	64
5.2 Análisis estadístico	69
5.3 Representación de errores.	75
6 Conclusiones	77
Referencias	78

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4-1. Coeficientes de ajuste obtenidos a partir de los valores de radiación global horizontal medidos por la célula y el piranómetro para cada uno de los subconjuntos de datos divididos en función de la altura solar y el índice de claridad.

Tabla 4.2. Coeficientes de ajuste promedio para cada subconjunto dependiente del índice de claridad.

Tabla 4.3. Coeficientes de la relación polinómica de grado 2 entre k_t y los coeficientes de ajuste, para cada altura solar igual o superior a 25° .

Tabla 5-1. Estadístico RMSE (10-minutal).

Tabla 5-2. Estadístico RMSE horario.

Tabla 5-3. Estadístico RMSE diario.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3-1. Diferencia entre la radiación diaria medida con un piranómetro de termopila y una célula de referencia de silicio cristalino, debida a efectos espectrales.

Figura 3-2. Incertidumbres en las mediciones de la irradiancia realizadas mediante un piranómetro de termopila y una célula de referencia, para un día representativo.

Figura 3-3. Respuesta espectral de células de distintos materiales fotovoltaicos.

Figura 3-4. Impacto de la masa de aire en el rendimiento de las tecnologías fotovoltaicas.

Figura 3-5. Impacto del AOD en el rendimiento de las tecnologías fotovoltaicas.

Figura 3-6. Impacto del PW en el rendimiento de las tecnologías fotovoltaicas.

Figura 3-7. Respuesta relativa del piranómetro a la función AM_a .

Figura 3-8. Respuesta relativa del piranómetro a la función AOI.

Figura 3-9. Factores de corrección para la irradiancia global horizontal.

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 4.1. Relación entre los coeficientes de ajuste promedio y el índice de claridad para alturas solares menores de 25°.

Ilustración 4.2. Relación entre los coeficientes de ajuste y el índice de claridad para alturas solares entre 25° y 30°.

Ilustración 4.3. Relación entre los coeficientes de ajuste y el índice de claridad para alturas solares entre 30° y 35°.

Ilustración 4.4. Relación entre los coeficientes de ajuste y el índice de claridad para alturas solares entre 35° y 40°.

Ilustración 4.5. Relación entre los coeficientes de ajuste y el índice de claridad para alturas solares entre 40° y 50°.

Ilustración 4.6. Relación entre los coeficientes de ajuste y el índice de claridad para alturas solares entre 50° y 60°.

Ilustración 4.7. Relación entre los coeficientes de ajuste y el índice de claridad para alturas solares superiores a 60°.

Ilustración 4.8. Relación entre los coeficientes de la tabla 3 y la altura solar. La serie azul se corresponde con K_t^2 , la roja con K_t , y la verde con término independiente.

Ilustración 5.1. Representación de irradiancias para el día 4 de enero.

Ilustración 5.2. Representación de irradiancias para el día 23 de Mayo.

Ilustración 5.3. Representación de irradiancias para el día 6 de Julio.

Ilustración 5.4. Representación de irradiancias para el día 9 de enero, EEUU.

Ilustración 5.5. Representación de irradiancias para el día 27 de marzo, EEUU.

Ilustración 5.6. Representación de irradiancias para el día 26 de mayo, EEUU.

Ilustración 5.7. Gráficas de probabilidad acumulada de los valores del Ramp Rate para Sevilla.

Ilustración 5.8. Gráficas de probabilidad acumulada de los valores del Ramp Rate para California.

Ilustración 5.9. Gráfica de probabilidad acumulada del estadístico KSI para Sevilla.

Ilustración 5.10. Gráfica de probabilidad acumulada del estadístico KSI para California.

Ilustración 5.11. Gráficas de algunos días de 2018. Se representan los correspondientes errores de la irradiancia global horizontal.

Ilustración 5.11. Gráficas de errores de la irradiancia global horizontal para el día 9 de enero.

Ilustración 5.12. Gráficas de errores de la irradiancia global horizontal para el día 27 de marzo

Ilustración 5.13. Gráficas de errores de la irradiancia global horizontal para el día 26 de mayo.

Notación

I_{cc}	Corriente de cortocircuito
AOI	Ángulo de incidencia
DNI	Irradiancia directa normal
SF	Factor Espectral
AM	Masa de aire
AOD	Profundidad óptica del aerosol
PW	Agua precipitable
APE	Energía media de los fotones
UF	Fracción Útil
k_t	Índice de claridad
IAM	Modificador del ángulo de incidencia
I_{mp}	Intensidad del punto de máxima potencia
V_{mp}	Tensión del punto de máxima potencia
α	Altura solar
I_0	Irradiancia extraterrestre
RMSE	Error cuadrático medio
RR	Ramp Rate
KSI	Kolmogorov-Smirnov test integral
ϵ	Claridad del cielo
Δ	Brillo del tragaluz

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

1 INTRODUCCIÓN

Actualmente, existen muchos equipos y modelos capaces de medir la radiación global horizontal. Los principales equipos son los piranómetros, las células fotovoltaicas y los fotodiodos. Los piranómetros son los dispositivos más precisos, basado su funcionamiento en el efecto Seebeck. Mientras que las células fotovoltaicas y los fotodiodos, tienen una mayor incertidumbre en sus mediciones al no abarcar todo el espectro de la radiación solar.

También existen multitud de modelos desarrollados que a partir de una serie de datos de entrada son capaces de dar una aproximación más o menos exacta de la radiación solar que perciben los distintos equipos de medición.

Este trabajo se centrará en el estudio de los dos primeros equipos de medición, analizando sus posibles diferencias y comparando los datos obtenidos con ellos con el modelo desarrollado en 1991 por J.J. Michalsky [19].

Las aplicaciones de estos dispositivos son muy variadas. Las células son muy útiles en el sector fotovoltaico, para determinar la irradiancia global que realmente es útil para el módulo fotovoltaico de la misma tecnología, mientras que los piranómetros serían los idóneos al abarcar todo el espectro solar.

En la bibliografía se explican diferentes métodos para corregir las desviaciones en las mediciones cuando no se dispone del dispositivo más adecuado. Sin embargo, en la práctica es difícil aplicarlos debido a que requieren parámetros que normalmente no están disponibles.

En este trabajo se realizará una comparativa entre distintos modelos con los que cuantificar la radiación global horizontal recibida. Comprobando cual de los métodos nos proporciona unas mediciones más semejantes a lo que realmente capta un piranómetro. Para ello se dispondrá de los datos 5/10-minutales medidos por un piranómetro y con los datos 5-10-minutales medidos a través de las células fotovoltaicas.

Se evaluarán los modelos en distintas situaciones y distintos emplazamientos, con condiciones climáticas diferentes, para demostrar la validez de los distintos modelos. Todo ello acompañado de un análisis visual y estadístico donde se observarán los errores cometidos al utilizar cada uno de ellos.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

2 OBJETO DEL TRABAJO

El objetivo principal de este trabajo es realizar la comparativa de la irradiancia global horizontal obtenida por métodos diferentes. La primera de ellas consiste en un modelo simplificado compuesto por una serie sintética, que a partir de una serie de datos de entrada medidos por una célula fotovoltaica, simula la radiación que mediría un piranómetro. El modelo con el que se le realizará la comparativa será el desarrollado por J.J. Michalsky, que mediante factores correctores corrigen las medidas tomadas por la célula.

Para conseguir estos objetivos, el trabajo está dividido en distintas secciones. En la tercera, se realiza un análisis bibliográfico, en el que primero se evalúan las diferencias entre los piranómetros y las células fotovoltaicas, utilizados para medir la irradiancia global horizontal, para después centrarse, principalmente, en qué métodos existen para corregir las diferencias entre las mediciones de dichos equipos, y la posibilidad de aplicarlos actualmente. Además, se comparan las respuestas espectrales de las tecnologías fotovoltaicas más importantes.

En la sección 4 se describe la metodología para el desarrollo de los modelos, se presentan primero las series sintéticas de datos de radiación medidos por un piranómetro dados los datos de una célula. Posteriormente, las correcciones necesarias para implementar el segundo método.

La sección 5 es el proceso de análisis de los resultados, mediante un análisis estadístico que permita determinar la exactitud de los modelos calculados, y la visualización de los errores cometidos en algunos días de los años escogidos para la comprobación, finalizando con una comparación de los resultados obtenidos.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

3 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Al ser este proyecto una continuación del proyecto “*Modelo para relacionar la radiación solar medida con célula fotovoltaica-piranómetro*”, realizado por Elías Núñez Ortega, parte de su revisión bibliográfica será utilizada para este proyecto.

3.1. Introducción

Como se ha indicado, los dispositivos más frecuentemente utilizados para medir la radiación solar son los piranómetros, los fotodiodos y las células fotovoltaicas. La diferencia fundamental entre ellos es que el piranómetro mide la radiación solar en todo su espectro y la célula fotovoltaica no, ambos tienen diferentes tiempos de respuesta, el ángulo de incidencia, la temperatura de la célula, etc.

Se presenta una revisión bibliográfica de los factores más importantes que afectan a la medida de la radiación solar mediante un dispositivo fotovoltaico y mediante un piranómetro.

La respuesta de los diferentes tipos de tecnologías de células fotovoltaicas a la radiación incidente depende, entre otros factores, de su espectro de absorción, que es la capacidad de transformar fotones de una longitud de onda determinada en electricidad.

Esta dependencia, que no es igual y cambia según el tipo de tecnología, es importante que sea tenida en cuenta a la hora de seleccionar la más adecuada para un determinado proyecto.

Debido a ello, más adelante se comparará el espectro solar con los principales tipos de tecnologías fotovoltaicas.

3.2. Diferencia entre los piranómetros y las células de referencia fotovoltaicas

Para medir de manera precisa el rendimiento de un sistema fotovoltaico, se necesita emplear el sensor de medición de la radiación que presente menos incertidumbres. Actualmente, en las plantas se recurre a piranómetros y dispositivos de referencia fotovoltaicos calibrados.

Antes de evaluar las diferencias entre ambos tipos de tecnologías, se explica de manera resumida en qué consisten.

- Piranómetros

Existen de distintos tipos, como los térmicos (o basados en termopilas) o fotodiodos, aunque los más utilizados en las plantas son los de termopila. Este tipo de piranómetros están contruidos con un disco negro cubierto por una cúpula, siendo el disco el que absorbe la radiación solar que se trasmite a través de la cúpula. Miden la irradiancia indirectamente midiendo la diferencia de temperatura entre las dos superficies [1], [2]. Además, se presuponen pocos errores de dirección y aquellos debidos a la suciedad del sensor [3].

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

- Células de referencia

Convierten los fotones con energía por encima de la banda prohibida del material fotovoltaico en electrones a través del efecto fotovoltaico. La corriente generada depende del número y la distribución espectral de los fotones. Estas células, al contrario que los piranómetros, están diseñadas directamente para medir la irradiancia disponible en un módulo fotovoltaico. Debido a que la respuesta espectral de la célula y el módulo es similar, la dispersión de datos por condiciones espectrales variables se ve reducida [4], [5].

Analizados los principios de funcionamiento de los dispositivos, es conveniente estudiar las diferencias que hacen que la irradiancia medida no sea igual en ambos.

Las principales variables que causan estas diferencias en las mediciones son el espectro incidente, el ángulo de incidencia, la temperatura y tiempo de respuesta de los dispositivos, el nivel de irradiancia, etc.

Los piranómetros, virtualmente, no muestran selectividad espectral, por lo que se puede considerar que tienen una respuesta plana a la luz solar desde el ultravioleta hasta el infrarrojo lejano, haciéndolos adecuados para medir toda la radiación incidente de onda corta. Debido a ello aparece un error por el desajuste de la respuesta espectral con respecto a los dispositivos fotovoltaicos. En cambio, las células de referencia si dependen del espectro y la respuesta cambia con el tipo de tecnología. Como se analizará posteriormente, las condiciones climáticas (masa de aire, aerosoles, vapor de agua,...) influyen en las tecnologías, siendo las de película delgada las que se ven más afectadas. Considerando una respuesta similar a la de los módulos fotovoltaicos, se deduce que el desajuste espectral se anula [1] – [4], [6].

En relación con el ángulo de incidencia, en los piranómetros aparecen errores pequeños para ángulos menores de 40°, y más altos por debajo de 60° y, además, responden a todos los ángulos. Las células de referencia se ven más afectadas por estos errores de dirección, que pueden ser altos cuando los ángulos de incidencia son grandes, y presentan una mayor reflectancia que reduce la eficiencia de la radiación incidente [1], [3], [4].

Respecto a la temperatura, los piranómetros presentan una salida estable independientemente de las condiciones ambientales, por lo que la temperatura tiene una influencia pequeña. Por el contrario, en las células causa un mayor impacto, que se verá potenciado en climas con temperaturas extremas [1], [4]. Se concluye que ambos dispositivos reaccionan de manera distinta a la temperatura.

El tiempo de respuesta también es diferente para las dos tecnologías. En los piranómetros es de 5-30 segundos (lo que puede suponer un problema a la hora de medir el rendimiento del sistema fotovoltaico), mucho mayor que en las células de referencia (milisegundos o menos, lo que permite que midan con precisión cambios de irradiancia muy abruptos) [1] – [4]. Sin embargo, esta diferencia puede ser poco relevante cuando se quiere garantizar un buen rendimiento a largo plazo, más que instantáneamente [1]. Si se utilizan piranómetros basados en fotodiodos, éstos tienen tiempos de respuesta menores que los de termopilas [7].

Si se compara la irradiancia diaria a cielo despejado entre un piranómetro y una célula, aparecen unos errores de hasta el 3% (muy variable durante días, semanas y meses), cuando únicamente se tienen en cuenta los efectos espectrales. Si se incluyen otros efectos (ángulo de incidencia, etc.), los errores pueden ser mayores [1].

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

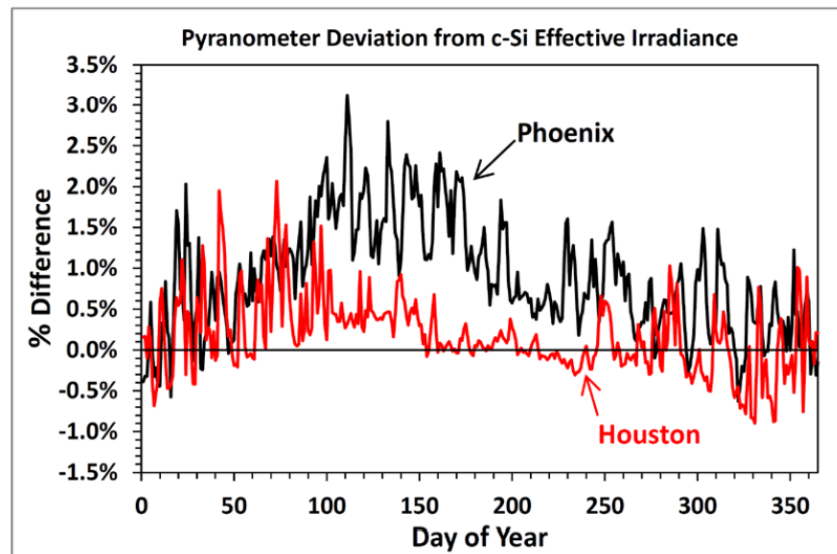


Figure 5. Example calculated differences (using clear-sky spectral modeling) from TMY data between daily insolation as measured with a thermopile pyranometer and a c-Si PV reference cell. Differences shown are due solely to spectral effects.

Figura 3-1. Diferencia entre la radiación diaria medida con un piranómetro de termopila y una célula de referencia de silicio cristalino, debida a efectos espectrales. [1]

Adicionalmente, existen otras incertidumbres cuando se utiliza un piranómetro de termopila o una célula de referencia que se comentan brevemente.

En los piranómetros las principales incertidumbres son en la medición de la tensión de salida y en la medición de la respuesta (relación entre la tensión de salida y la irradiancia medida). En esta última, que es la incertidumbre más influyente, las fuentes de error son, además de las comentadas anteriormente (ángulo de incidencia, desajuste espectral, tiempo de respuesta,...), la calibración, el offset térmico, el error de alineación angular y la no linealidad [1], [2].

El Offset térmico es debido a un error de polarización negativa en las medidas de la irradiancia, mientras que el error de alineación angular se debe a incertidumbres en la alineación del piranómetro en las direcciones azimutal y cenital. Por último, el error de respuesta angular aparece por la respuesta angular no ideal de los piranómetros [1], [2].

Respecto a las células, las incertidumbres aparecen en la medición de la corriente de cortocircuito (cuyas fuentes de error son la electrónica de medida, la no linealidad con la intensidad de la luz, la desviación de la tensión de circuito abierto y un error de alineación angular), en el coeficiente de temperatura de dicha intensidad, en la temperatura de la célula, etc. [1], [2].

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

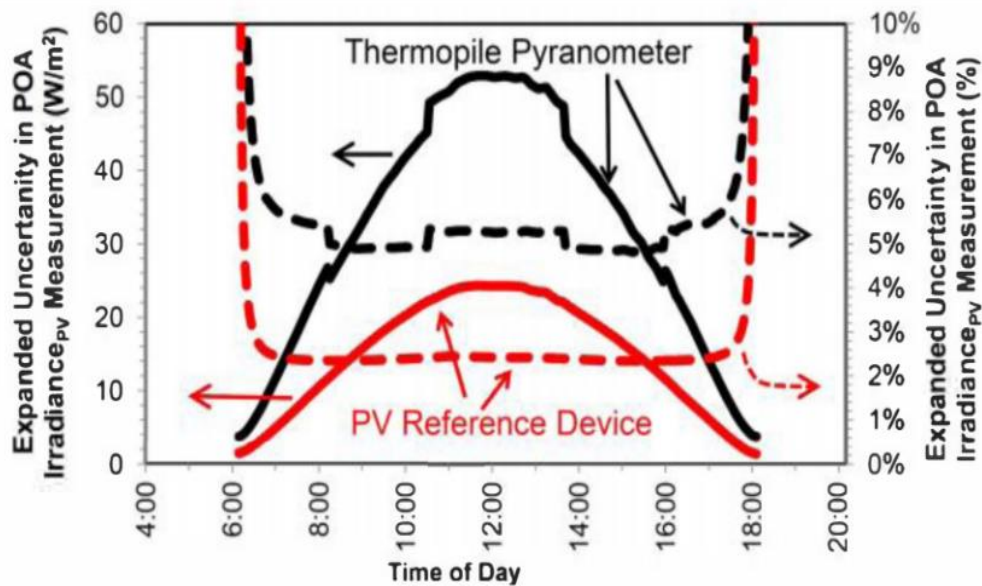


Figura 3-2. Incertidumbres en las mediciones de la irradiación realizadas mediante un piranómetro de termopila y una célula de referencia, para un día representativo. [2]

En caso de utilizar dispositivos de no alta calidad o en condiciones atmosféricas distintas de cielo despejado, las incertidumbres en las mediciones pueden ser mucho mayores para los piranómetros de termopila, justo al contrario que en las células, en las que cambios en las condiciones atmosféricas no debería afectarles [1].

Según estudios, estas incertidumbres en las mediciones de la irradiación son del orden del $\pm 5\%$ para piranómetros de termopila y $\pm 2.4\%$ para dispositivos de referencia fotovoltaicos. Por tanto, se observa que las células logran mejores resultados, que implican mediciones más precisas de rendimiento y la posibilidad de detectar degradación o desviaciones respecto al rendimiento esperado [1], [2].

Otro indicador de dicha conclusión es el índice "Performance Ratio" cuyo valor, cuando es calculado con bases de datos de piranómetros, es un 2 - 4 % inferior que cuando se utilizan las de células [3].

Una vez analizadas las fuentes de incertidumbre, parece necesario el desarrollo de modelos que permitan limitarlas, de cara a un aumento de la precisión de las medidas, o cuantificarlas de una manera sencilla.

En [5] se presenta una metodología para reducir el error en la medición de la corriente de cortocircuito de una célula de referencia, en concreto se nombran dos métodos.

El primero de ellos es independiente de la fuente de luz, y en él se utilizan una célula de referencia calibrada y un factor de desajuste espectral con el que se corrige la intensidad de cortocircuito con respecto a las condiciones estándar (mejorando la eficiencia de la célula). El resultado es el error reducido a menos de un 1 %.

El segundo método es independiente de la célula de referencia, y aunque es menos preciso, es igualmente aplicable ya que supondrá una mejora respecto a no realizar ninguna corrección en la I_{cc} .

David L. King et al. (1997) analizan en [6] otros procedimientos para medir los efectos de los cambios en el espectro solar y el ángulo de incidencia que dificultan la caracterización de los paneles fotovoltaicos y el rendimiento del sistema.

ASTM también introduce una ecuación de un término de desajuste espectral para corregir la corriente de

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

cortocircuito medida al valor adecuado para una distribución espectral estándar. Además, se proporciona una segunda ecuación que ayuda a la corrección mediante una función de la masa de aire, dependiente únicamente del ángulo cenital del Sol y la altitud del emplazamiento.

Respecto al ángulo de incidencia (AOI), una función empírica relaciona la corriente de cortocircuito del módulo con el AOI de manera más profunda que las típicas pérdidas por el factor coseno. Esta función depende del ángulo de incidencia, la inclinación del módulo, el ángulo cenital del Sol y el ángulo acimutal del módulo y del Sol.

En otras publicaciones [7], se estudia la relación entre la irradiancia directa normal (DNI) y la distribución de radiación espectral (a su vez relacionada con la masa de aire). Se define la DNI como una función de la masa de aire y la altitud del emplazamiento.

3.3. Comparación de la respuesta espectral para diferentes tipos de tecnologías

La respuesta espectral, definida como los amperios generados por vatio de luz incidente de una longitud de onda dada, es la magnitud más relevante para comprender la conversión de los fotones incidentes en electricidad en los dispositivos fotovoltaicos.

La siguiente figura muestra las respuestas espectrales normalizadas típicas de las tecnologías más importantes.

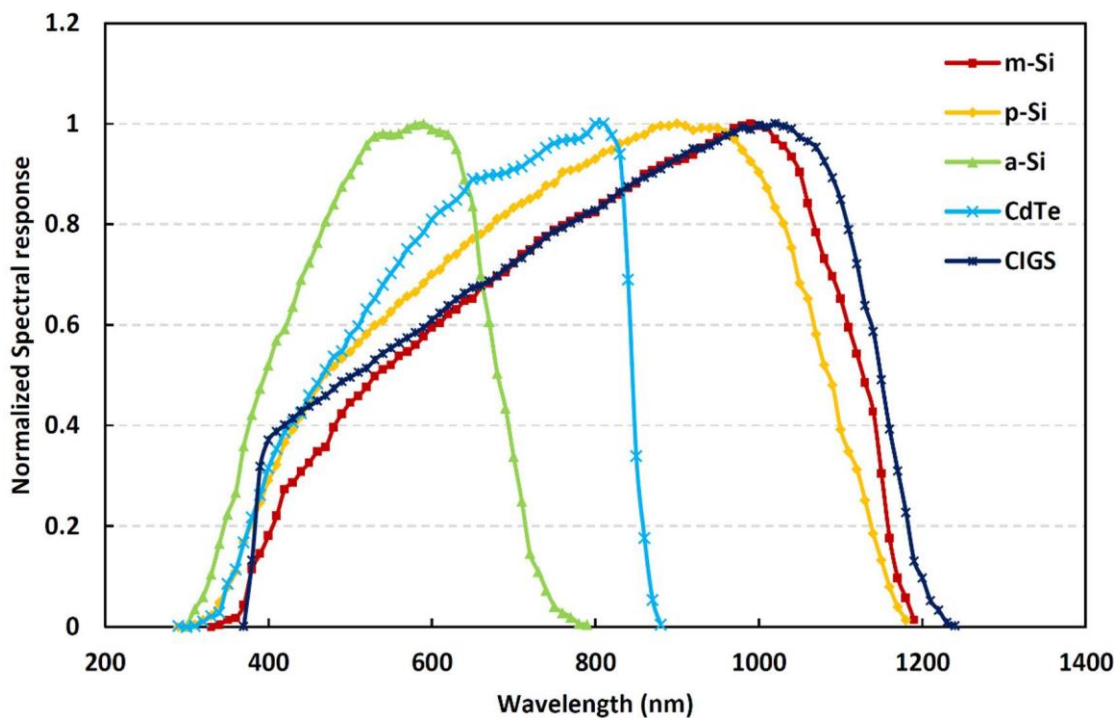


Figura 3-3. Respuesta espectral de células de distintos materiales fotovoltaicos. [8]

Como se observa, la tecnología CIGS es la que tiene una respuesta espectral mayor, por encima del silicio monocristalino y policristalino, seguidas del telurio de cadmio y, por último, el silicio amorfo. Los máximos de las respuestas se alcanzan en longitudes de onda largas en el silicio cristalino y CIGS, y en longitudes más cortas para el silicio amorfo.

Además, los materiales con baja brecha energética (banda prohibida), silicio cristalino y CIGS (con amplias bandas de absorción), muestran un rendimiento espectral estable y, por tanto, una baja dependencia espectral. En cambio, aquellos materiales con alta brecha energética, telurio de cadmio y silicio amorfo, que cuentan con bajas bandas de absorción, manifiestan una notable dependencia espectral [8], [9].

Comentada la dependencia espectral de las tecnologías, cabe preguntarse qué pérdidas o ganancias podrán tener lugar. Para ello se recurre al índice *Factor Espectral* (SF, por sus siglas en inglés), que indica la influencia del espectro de la radiación solar incidente en la energía de salida [10]. De esta manera, se utilizará para estimar las ganancias o pérdidas energéticas relativas en un dispositivo en particular, debidas a las diferencias entre el espectro real incidente y el de referencia.

En las tecnologías de silicio cristalino, el SF es bastante homogéneo, prevaleciendo las pérdidas espectrales.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

Estas pérdidas pueden alcanzar el 3 % (principalmente en primavera y principios del verano), mientras que las ganancias son de hasta el 2 % (principalmente en otoño, invierno y parte del verano) [9], [11]. Estas pérdidas y ganancias representan la relación entre la I_{cc} producida en el material fotovoltaico y la obtenida bajo el espectro solar estándar.

Por el contrario, los dispositivos de película delgada (silicio amorfo y telurio de cadmio) tienen una mayor variabilidad, mostrando altas ganancias en primavera y verano, y mayores pérdidas espectrales durante los meses de otoño e invierno [9], [11]. La tecnología más sensible es el a-Si, con ganancias y pérdidas de hasta el 10 %.

Mediante estos análisis, se puede deducir que, mientras más estrecha es la respuesta de un dispositivo, más sensible es el *Factor Espectral*.

Asimismo, es conveniente indicar que la distribución espectral de la radiación depende también del emplazamiento, siendo las tecnologías de película delgada las que se ven las afectadas por la latitud y las diferentes condiciones climáticas [11].

Una vez definido el espectro solar de algunos dispositivos, se analizan a continuación qué variables influyen en la respuesta espectral y las funciones o parámetros que pueden caracterizarlas.

Dependencia de la respuesta espectral

Las principales variables de las que depende la respuesta espectral de los dispositivos fotovoltaicos son la masa de aire, los aerosoles y el vapor de agua [8], [10] – [13]. Otras variables son las condiciones del emplazamiento (clima, contaminación, polvo,...), metano, oxígeno, dióxido de carbono, ozono,... [8], [13].

3.3.1.1 Masa de aire

Cuantifica el efecto de la cantidad de materia de la atmósfera que debe atravesar los rayos solares con respecto a una trayectoria vertical. Su aumento produce una gran atenuación en la región ultravioleta del espectro. Además, es el parámetro con mayor impacto en el rendimiento de los dispositivos fotovoltaicos [8].

Los materiales con alta brecha energética (CdTe y a-Si) se ven más afectados [8], [10], con pequeñas ganancias espectrales para bajos valores de AM y altas pérdidas cuando AM aumenta [10]. En cambio, los materiales con baja brecha energética (silicio cristalino) muestran un comportamiento más estable [8], [10], con pequeñas pérdidas espectrales para bajos valores de AM [10].

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

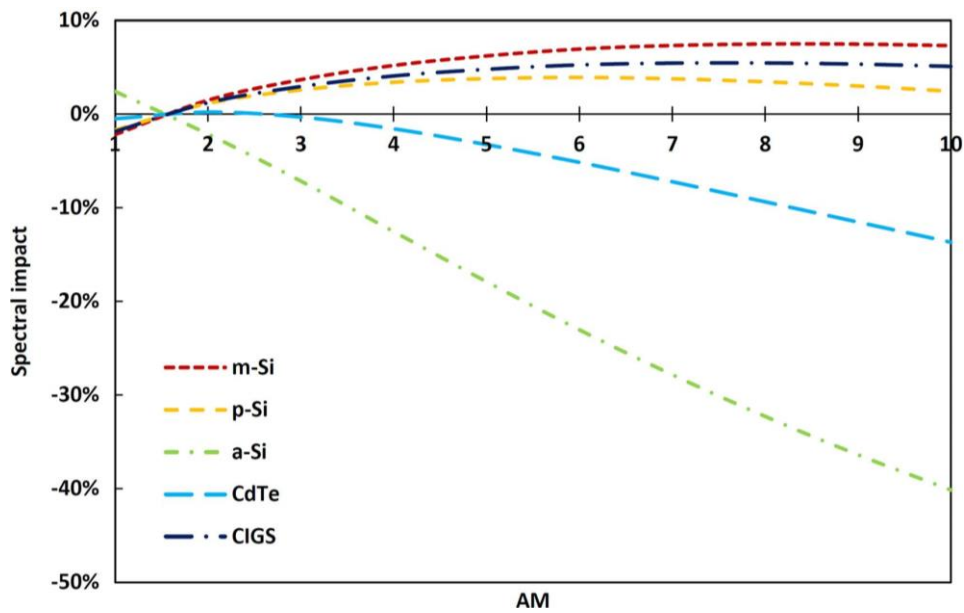


Figura 3-4. Impacto de la masa de aire en el rendimiento de las tecnologías fotovoltaicas. [10]

3.3.1.2. Aerosoles

La atenuación de la irradiancia espectral debida a los aerosoles en la atmósfera se puede aproximar mediante la fórmula de Ångström (AOD, profundidad óptica del aerosol), que depende del parámetro AOD_{550} (cantidad de aerosoles en una columna vertical de la atmósfera a 550 nm) y el coeficiente de Ångström α [8].

$$AOD = AOD_{550} \cdot (\lambda / 0.55)^{-\alpha} \quad (3-1)$$

Un aumento del AOD_{550} produce una mayor atenuación en la región ultravioleta-visible del espectro. Además, tiene un impacto mayor en la irradiancia directa normal que en la global [8].

Los materiales con alta brecha energética, con ganancias espectrales para bajos AOD_{550} y significativas pérdidas para valores altos del parámetro, se ven más afectados que aquellos que tienen baja brecha energética, en los que las variaciones de AOD_{550} tienen poca influencia [8], [10].

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

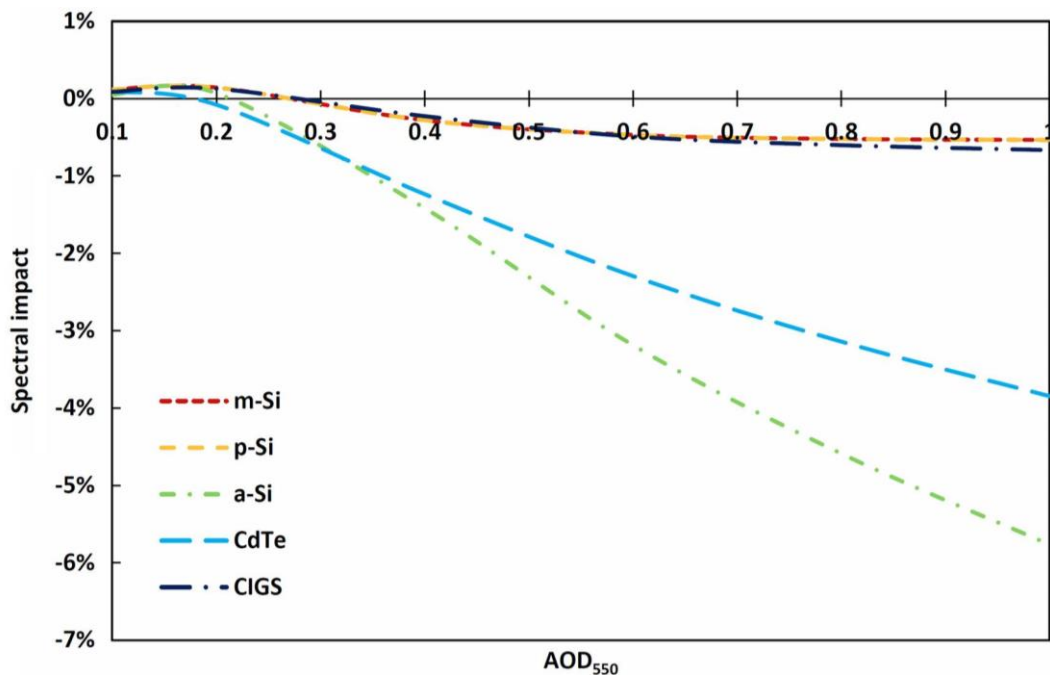


Figura 3-5. Impacto del AOD en el rendimiento de las tecnologías fotovoltaicas. [10]

3.3.1.3. Vapor de agua

Su presencia en la atmósfera causa una importante absorción en la distribución espectral que llega a la superficie terrestre. Estos efectos se cuantifican mediante la humedad relativa (PW) [8].

Un incremento de la humedad relativa produce una atenuación significativa de la irradiancia espectral en la región cercana al infrarrojo del espectro [8].

Aquellos materiales con alta brecha energética, con pérdidas espectrales para bajos valores de PW y ganancias cuando éste aumenta, se ven más afectados que los materiales con baja brecha energética [8], [10].

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

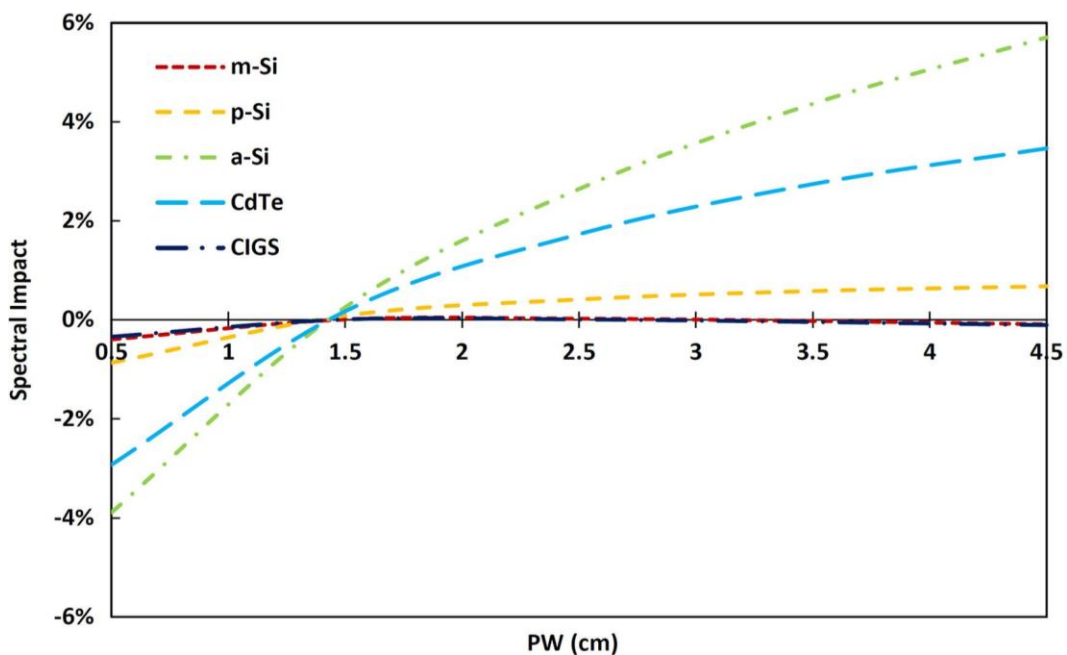


Figura 3-6. Impacto del PW en el rendimiento de las tecnologías fotovoltaicas. [10]

Respecto a la influencia de las condiciones atmosféricas, los parámetros que más afectan, en condiciones de cielo despejado, son los aerosoles y el vapor de agua [11]. Como se ha comentado, éstos tienen un gran impacto en las tecnologías de película delgada.

3.3.2. Formas de caracterizar las respuestas espectrales

Para caracterizar la respuesta espectral de los dispositivos fotovoltaicos, se acude a una serie de parámetros, exponiéndose a continuación los más utilizados:

- APE

Este parámetro, independiente del dispositivo y propuesto por Jardine et al. (2002), representa la energía promedio de todos los fotones que inciden sobre una superficie, y describe la calidad espectral de la irradiancia solar [14]. Además, relaciona la energía de un espectro solar dado con la masa de aire y el índice de claridad [9].

APE está relacionado con el color del espectro solar. Por ello, un valor alto se corresponde con un espectro rico en azul, mientras que un APE bajo indica un espectro rico en rojo [11]. En diferentes estudios ha sido utilizado estadísticamente para evaluar el rendimiento exterior de los módulos fotovoltaicos (Minemoto et al., 2009b) [10], [11].

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

- Factor Espectral (SF)

Este índice, comentado anteriormente, sí depende del dispositivo fotovoltaico. Como se indicó, describe el rendimiento relativo de un módulo operando bajo el espectro solar estándar con respecto al rendimiento bajo irradiancia incidente arbitraria [11].

Propuesto por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), un valor de SF > 1 indica ganancias espectrales, mientras que si el valor es < 1 significa pérdidas en el dispositivo (siempre con respecto al espectro de referencia) [8], [10].

- Fracción Útil (UF)

Este parámetro representa la fracción del espectro solar disponible para la conversión fotovoltaica [8], [9].

Adicionalmente, existen otros muchos índices espectrales más o menos utilizados. Una lista detallada de algunos de ellos está disponible en [8].

3.4. Relación entre el espectro solar y el índice de claridad

Uno de los parámetros que aparecerá en los modelos desarrollados más adelante será el índice de claridad k_t , definido como el cociente entre la radiación global horizontal y la radiación extraterrestre. Este parámetro mide la transparencia de la atmósfera, aportando información sobre la presencia de nubes o calimas.

Por ello, es conveniente analizar la relación entre los parámetros atmosféricos que alteran el espectro solar incidente y el índice de claridad.

Si se utiliza el parámetro APE para caracterizar el espectro solar, se observa que su valor se verá reducido al aumentar el índice de claridad (lo que índice que APE disminuye cuando lo hace la cantidad de nubes) y, también, cuando aumenta AM. Por tanto, se concluye que el espectro solar tiene una estrecha relación con k_t y AM [15].

Otra variable influyente en el espectro es la cantidad de aerosoles, que atenúan la radiación solar (debido a que favorecen la formación de nubes) y definen el grado de turbidez del cielo (la atenuación aumentará con la turbidez) [16]. Además, la irradiancia directa normal también se ve afectada por los aerosoles en áreas influenciadas por intrusiones de polvo del desierto y actividades antropogénicas intensas. Dicha atenuación es importante ya que puede alcanzar valores de hasta el 35 – 45 %, dependiendo del área en cuestión y la época del año [17].

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

3.5. Procedimientos para corregir la irradiancia global medida por una célula de silicio

En la bibliografía existen diferentes modelos, de mayor o menor complejidad, para estimar la irradiancia que mediría un piranómetro a partir de los datos medidos por una célula de silicio cristalino, utilizando ciertos parámetros. A continuación, se presentan algunos de ellos, indicando los procedimientos que siguen y las principales variables de las que dependen.

- David L. King and Daryl R. Myers, 1997. [18]

Se proporciona una expresión para corregir la respuesta medida (R) de un piranómetro de fotodiodo de silicio para las influencias del espectro solar, el ángulo de incidencia y la temperatura. Con esta respuesta corregida se puede conseguir una mejora en la estimación de la irradiancia total (E_t). El modelo es también aplicable a células o módulos de referencia fotovoltaicos.

$$R = f_1(AM_a) \cdot [C_1 \cdot E_{dni}/E_o \cdot \cos \cos(AOI) \cdot f_2(AOI) + C_2 \cdot E_{diff}/E_o] \cdot [1 - \alpha \cdot (T - T_o)]^{-1} \quad (3-2)$$

La influencia del espectro solar se contabiliza mediante la función $f_1(AM_a)$, relacionada con la masa de aire absoluta, calculable a partir de la hora del día y la latitud, longitud y altitud del emplazamiento. Para los efectos del ángulo de incidencia, se incluye la función $f_2(AOI)$. Mientras que para la influencia de la temperatura se utiliza un coeficiente α .

En las siguientes figuras se muestran las respuestas del piranómetro a las influencias de la masa de aire y el ángulo de incidencia.

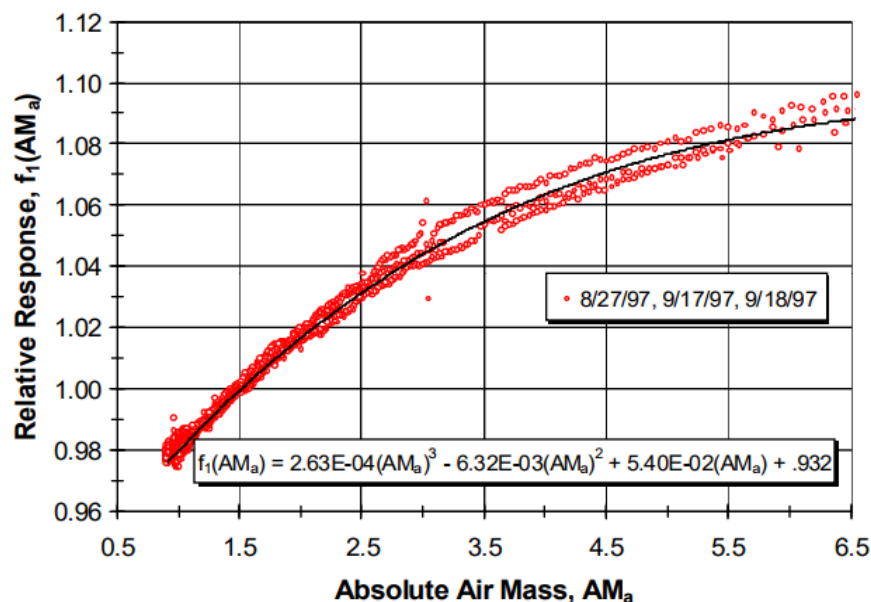


Fig. 4. AM_a Function for several LI-COR silicon-photodiode pyranometers for clear sky test conditions.

Figura 3-7. Respuesta relativa del piranómetro a la función AM_a . [18]

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

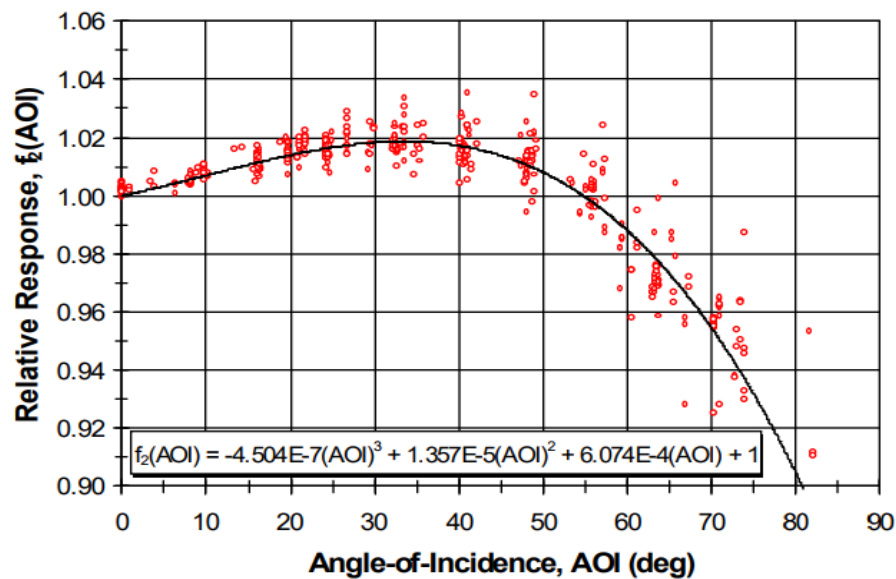


Fig. 5. Relative response of LI-COR LI-200 pyranometers versus solar angle-of-incidence.

Figura 3-8. Respuesta relativa del piranómetro a la función AOI. [18]

Finalmente, la irradiancia total propuesta queda como:

$$E_t = \left\{ \frac{R \cdot E_o \cdot [1 - \alpha \cdot (T - T_o)]}{C_1 \cdot f_1(AMa) \cdot f_2(AOI)} \right\} \cdot \left\{ 1 + k \cdot \left[\frac{C_2}{C_1 \cdot f_2(AOI)} - 1 \right] \right\}^{-1} \quad (3-3)$$

Con k : relación entre la irradiancia difusa y la total.

- L. Alados-Arboledas et al., 1995. [20]

Se presenta un método para corregir los valores medidos por sensores fotovoltaicos de silicio a las mediciones que harían los piranómetros de termopila. Los datos de entrada del modelo son los valores sin corregir de irradiancia global horizontal y difusa horizontal obtenidos por los piranómetros de silicio.

Se sigue un procedimiento similar al llevado a cabo para el modelo de J.J. Michalsky, obteniéndose igualmente los parámetros z , ϵ y Δ para elaborar una tabla con los factores de corrección de la irradiancia global y difusa medidas por el sensor de silicio, a continuación se explica con detalle las pautas tomadas en el modelo.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

- J. J. Michalsky et al., 1991. [19]

Se describe un procedimiento cuyo objetivo es hacer coincidir las respuestas de los piranómetros de células de silicio y los de termopila.

Los sensores fotovoltaicos de silicio son una alternativa económica frente a los sensores de termopila estándar para la medición de la radiación solar. Sin embargo, su temperatura y respuesta espectral los hacen menos precisos para la irradiancia global horizontal e inadecuados para el haz directo y la irradiancia horizontal difusa a menos que se puedan corregir de manera fiable.

Un procedimiento de corrección para el radiómetro de banda de sombra giratoria, que mide las tres componentes, se propone una parametrización de tres vías basado en la posición solar y las condiciones del cielo.

Después de las correcciones, los errores raíz cuadrada media para la irradiancia global horizontal y difusa y la irradiancia normal directa son aproximadamente de 10,12 y 13 W/m² en comparación con las medidas 5-minutales de la termopila. Mientras que los resultados numéricos son específicos para el instrumento giratorio de banda de sombra, el algoritmo de la corrección debe aplicarse universalmente.

En primer lugar, se realiza una corrección respecto a la temperatura normalizándola a una temperatura estándar de 30°C con la siguiente ecuación.

$$\text{respuesta actual} = (0.9815 + 0.0006 \cdot T[^\circ\text{C}]) \cdot \text{respuesta a } 30^\circ\text{C} \quad (3-4)$$

Siendo T la temperatura del sensor.

Debido a que todas las clases de piranómetros tienen problemas graves de respuesta para radiación incidente con ángulos de incidencia muy altos (>85°), estas correcciones se derivan de datos tomados con elevaciones solares superiores a 5 grados para evitar la distorsión, aunque las correcciones se aplican posteriormente a los datos en todos los ángulos cenitales solares.

La salida del piranómetro de termopila calibrada para la medición global horizontal se hace retroceder contra la medición de celda de silicio correspondiente para encontrar el factor de calibración que se aplica a cada componente de irradiancia de celda de silicio.

Este proceso comienza agrupando los datos en categorías dependiendo de la claridad del cielo, el brillo del tragaluz y el ángulo cenital del sol, los parámetros que representan a los dos primeros son, respectivamente, ϵ y Δ .

El parámetro ϵ es una función de la cantidad de nubes y aerosoles y se define como:

$$\epsilon = \frac{\frac{(\text{dif}(Hu) + \text{dir}(Hu)) + 1.041 \cdot z^3}{\text{dif}(Hu)}}{(1 + 1.041 \cdot z^3)}} \quad (3-5)$$

Siendo $\text{dif}(hu)$ y $\text{dir}(nu)$, las medidas de irradiancia difusa y directa normal sin corregir, respectivamente, y z , el ángulo cenital solar en radianes.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

El parámetro Δ se rige por la siguiente ecuación:

$$\Delta = \frac{dif(Hu)}{(I_0 * \cos(z))} \quad (3-6)$$

Con I_0 radiación extraterrestre en W/m^2 .

Por ultimo, se forman distintos grupos dependiendo de los parámetros definidos anteriormente, en los que se definen los factores de corrección para establecer la relación entre las medidas de irradiancia de los piranómetros de termopila y de células de silicio.

Table A1. Total horizontal irradiance corrections

z: 75-90 deg						
Δ :	dark	bright
ϵ :						
cloudy	1.300	1.230	1.174	1.107	1.046	0.995
.	1.250	0.999	1.214	1.121	1.026	0.997
.	0.999	0.999	1.198	1.071	1.017	0.976
.	0.999	1.110	1.171	1.041	1.007	0.959
.	0.999	1.030	1.078	1.015	0.980	0.965
.	0.999	0.980	0.988	0.990	0.932	0.946
.	0.999	0.983	0.979	0.911	0.999	0.999
clear	1.006	0.971	0.928	0.999	0.999	0.999
z: 65-75 deg						
Δ :	dark	bright
ϵ :						
cloudy	1.240	1.120	1.046	1.033	1.014	0.983
.	0.999	0.999	1.105	1.046	1.003	0.983
.	1.000	0.999	1.079	1.030	0.999	0.975
.	0.999	1.030	1.035	1.008	0.983	0.970
.	0.999	1.030	1.030	0.996	0.969	0.956
.	0.999	1.031	0.992	0.981	0.950	0.999
.	0.999	0.993	0.991	0.999	0.999	0.999
clear	0.989	0.985	0.999	0.999	0.999	0.999
z: 50-65 deg						
Δ :	dark	bright
ϵ :						
cloudy	1.098	1.027	1.008	0.999	0.992	0.981
.	0.999	0.999	1.059	1.039	0.998	0.985
.	0.999	0.999	1.040	1.017	0.995	0.985
.	0.999	0.999	1.016	1.005	0.990	0.974
.	0.999	0.999	1.017	0.992	0.980	0.963
.	0.999	1.000	0.996	0.988	0.983	0.999
.	0.999	0.996	0.994	0.999	0.999	0.999
clear	0.992	0.992	0.985	0.999	0.999	0.999
z: 35-50 deg						
Δ :	dark	bright
ϵ :						
cloudy	1.032	0.994	0.989	0.988	0.983	0.989
.	0.999	1.000	1.006	1.021	0.992	0.987
.	0.999	0.999	1.056	1.030	0.995	0.989
.	0.999	0.999	1.021	1.006	0.992	0.990
.	0.999	0.999	1.023	0.995	0.991	1.001
.	0.999	1.000	1.000	0.993	0.994	0.999
.	0.999	0.998	0.999	0.999	0.999	0.999
clear	1.006	1.002	1.005	0.999	0.999	0.999
z: 0-35 deg						
Δ :	dark	bright
ϵ :						
cloudy	1.052	0.992	0.981	0.976	0.977	0.985
.	0.999	0.999	1.057	1.012	0.980	0.981
.	0.999	0.999	1.057	1.022	0.992	0.985
.	0.999	0.999	1.040	1.014	0.994	0.990
.	0.999	0.999	1.013	1.005	0.996	0.990
.	0.999	0.999	1.001	1.001	1.003	0.999
.	0.999	1.001	1.004	0.999	0.999	0.999
clear	1.012	1.006	1.006	0.999	0.999	0.999

Figura 3-9. Factores de corrección para la irradiancia global horizontal. [19]

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

3.6. Tratamiento de la irradiancia en distintos programas de cálculo de instalaciones fotovoltaicas

Los programas de cálculo de instalaciones fotovoltaicas utilizan bases de datos obtenidas, por lo general, con piranómetros. Como ya se ha comentado, estos datos de irradiancia difieren de los que realmente medirán los módulos del campo solar. Para corregir estas desviaciones, los programas pueden utilizar diferentes modelos, asignar directamente unos valores de pérdidas o incluso no tenerlas en cuenta.

En este apartado se analiza el tratamiento que hacen de las pérdidas espectrales y angulares, debidas al espectro incidente y ángulo de incidencia, que afectan a la irradiancia efectiva que alcanza la superficie de los módulos fotovoltaicos, dos de los principales programas:

- SAM (System Advisor Model), de NREL (Laboratorio Nacional de Energía Renovable), que forma parte del Departamento de Energía de Estados Unidos.
- PVsyst, software de fotovoltaica.

Desde el punto de vista de los efectos espectrales, el modelo de PVsyst incluye una corrección para los módulos amorfos, pero no para otras tecnologías como las cristalinas. Esta corrección se basa en una parametrización en función de la masa de aire y el índice de claridad. En cambio, para los módulos cristalinos no se aplica la corrección debido a su menor sensibilidad a las variaciones espectrales.

En el caso de SAM, el modelo *Sandia* incluye una función F_1 que relaciona los efectos espectrales en la corriente de cortocircuito y la variación de la masa de aire a lo largo del día mediante un polinomio:

$$F_1 = a_0 + a_1 \cdot AM + a_2 \cdot AM^2 + a_3 \cdot AM^3 + a_4 \cdot AM^4 \quad (3-7)$$

donde $a_0 \dots a_4$ son coeficientes de la masa de aire.

Para las pérdidas angulares, PVsyst aplica una función IAM a las componentes directa y difusa, calculable hasta por tres procedimientos distintos.

SAM, nuevamente en el modelo *Sandia*, y de manera similar al polinomio F_1 , relaciona los efectos ópticos en la corriente de cortocircuito y el ángulo de incidencia AOI mediante la función F_2 .

$$F_2 = b_0 + b_1 \cdot AOI + b_2 \cdot AOI^2 + b_3 \cdot AOI^3 + b_4 \cdot AOI^4 + b_5 \cdot AOI^5$$

Siendo $b_0 \dots b_5$ coeficientes del IAM . (3-8)

A través de las funciones F_1 y F_2 , las irradiancias efectiva directa, difusa y reflejada, la temperatura de la célula y el coeficiente de temperatura de cortocircuito, SAM calcula la I_{cc} . Finalmente, esta intensidad se utiliza para determinar la irradiancia efectiva en la superficie del módulo, parámetro que influye en la I_{mp} y V_{mp} que calcula el modelo *Sandia*.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

3.7. Conclusiones

Como se ha analizado, existen diferencias significativas entre las medidas de radiación de los piranómetros y los dispositivos fotovoltaicos. Una vez conocidas estas diferencias, parece necesaria la aplicación de correcciones que relacionen ambas mediciones. Para ello existen distintos procedimientos en la bibliografía, algunos de los cuales han sido comentados.

Estos modelos consiguen estimar la irradiancia total o la que mediría un piranómetro de termopila a partir de dispositivos fotovoltaicos de silicio con unos errores reducidos, utilizando bases de datos de diferentes emplazamientos. Otro aspecto importante es la posible aplicabilidad universal de los modelos, más allá de los lugares con los que fueron desarrollados. Mientras que en [19] sí se discute satisfactoriamente esta cuestión, en [18] se indica la necesidad de comprobar las correcciones presentadas en una gama más amplia de emplazamientos y condiciones de operación.

A pesar de sus buenos resultados, en la práctica estos modelos difícilmente podrán ser aplicables debido a su complejidad, ya que en muchas ocasiones no se dispone de todos los parámetros requeridos (irradiancia directa normal, difusa, relación entre la radiación difusa y la total,...), por lo cual su uso se haya limitado. En consecuencia, resulta interesante el desarrollo de otros modelos que dependan de menos variables o éstas sean fácilmente calculables.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

4 METODOLOGÍA

En esta sección se va a realizar por un lado el cálculo detallado de los modelos que simulan la irradiancia medida por un piranómetro dados los datos medidos por una célula fotovoltaica, y por otro lado el cálculo detallado de la irradiancia global horizontal con el modelo de correcciones de J.J. Michalsky [19], una vez concluida la explicación de la metodología, se presentan las ecuaciones que definen los modelos.

Introducción

Partiendo de datos de radiación medidos por la estación del GTER de Sevilla, se han desarrollado unos modelos sencillos que solo requieren del propio dato de radiación solar y la posición del Sol respecto a la superficie horizontal.

El modelo permite estimar los valores de irradiancia que mediría un piranómetro a partir de las medidas de una célula fotovoltaica de silicio monocristalino. Además, se ha calculado el modelo para dos estaciones distintas, con diferentes condiciones climáticas.

4.2 Descripción de los equipos de medición

En los modelos se ha utilizado la base de datos de la estación radiométrica del GTER, situada en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Sevilla.

El periodo de datos del que se dispone abarca desde el 1 de enero de 2018 hasta el 16 de octubre de 2018, contando con datos para un total de 289 días. Todos ellos han sido filtrados con el objetivo de eliminar las mediciones de radiación erróneas que pudiesen provocar posibles errores futuros en los resultados, de entre ellos, destacar la eliminación de todos los datos con ángulo cenital solar inferior a 5 grados.

Las grabaciones de datos efectuadas por las estaciones se han realizado en intervalos de 5 segundos mediante dispositivos radiométricos y meteorológicos.

Los equipos de medición utilizados son piranómetros CMP21 de Kipp&Zone y células de silicio monocristalino, situados en posición horizontal y debidamente calibrados según especificaciones ISO.

Para el estudio se emplearán medidas 10-minutales de la radiación global horizontal registrada a través de ambos equipos.

La desviación típica de los dispositivos de medida es (según datos experimentales):

- Piranómetro: 1.9 %.
- Célula de silicio monocristalino: 1.8 %.

4.3 Análisis de datos

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

En primer lugar se persigue desarrollar un modelo de una serie sintética (SyS) de datos 10-minutales de radiación de una célula de silicio monocristalino a partir de los datos 10-minutales registrados por el piranómetro.

Para la elaboración de dicho modelo los datos de entrada serán:

- Irradiancia global horizontal medida por la célula, G_{cel} .
- Altura solar, α .
- Índice de claridad, k_t .
- Irradiancia extraterrestre, G_0 .
-

En primer lugar se obtendrá el modelo para la estación de Sevilla, se detallarán en mayor medida todos los cálculos y seguidamente se calculará el modelo para la estación de Estados Unidos. Se podrá observar la similitud entre las series sintéticas alcanzadas, lo que reforzaría la idea de una posible aplicabilidad universal del modelo de Sevilla.

En segundo lugar, se implementará el modelo de J.J. Michalsky [19] para Sevilla y para Estados Unidos, utilizando también para ello la base de datos 10-minutales registrados por la célula.

Para este modelo los datos de entrada serán:

- Temperatura del sensor, T.
- Altura solar, α .
- Irradiancia difusa, dif_{nu} .
- Irradiancia directa, dir_{nu} .
- Irradiancia extraterrestre, G_0 .

4.4 Descripción de los distintos modelos empleados

4.4.1 Cálculo del modelos célula-piranómetro

1. Estación del GTER, Sevilla.

En primer lugar es necesario el cálculo del índice de claridad (K_t) 10-minutal, este parámetro mide la transparencia de la atmósfera, se utilizara posteriormente en el desarrollo de los parámetros del modelo. Viene dado por la siguiente ecuación:

$$K_t = \frac{G_{cel}}{I_0} \quad (4-1)$$

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

A continuación se divide el conjunto de datos en función de la altura solar y del valor del índice de claridad de la siguiente forma:

Se divide el conjunto de valores en 9 grupos, dependiendo del valor de la altura solar:

- a. Valores correspondientes a $10^\circ \leq \alpha < 15^\circ$.
- b. Valores correspondientes a $15^\circ \leq \alpha < 20^\circ$.
- c. Valores correspondientes a $20^\circ \leq \alpha < 25^\circ$.
- d. Valores correspondientes a $25^\circ \leq \alpha < 30^\circ$.
- e. Valores correspondientes a $30^\circ \leq \alpha < 35^\circ$.
- f. Valores correspondientes a $35^\circ \leq \alpha < 40^\circ$.
- g. Valores correspondientes a $40^\circ \leq \alpha < 50^\circ$.
- h. Valores correspondientes a $50^\circ \leq \alpha < 60^\circ$.
- i. Valores correspondientes a $\alpha \geq 60^\circ$.

Cada grupo anterior, se divide en 9 subconjuntos dependiendo del valor del índice de claridad:

- a. $0 < k_t \leq 0.1$.
- b. $i < k_t \leq i + 0.1$, con i desde 0.1 hasta 0.7.
- c. $k_t > 0.8$.

Se obtiene una matriz de 81 subconjuntos de valores. En cada uno de ellos se calcula un coeficiente de ajuste lineal entre los valores medidos por el piranómetro y por la célula.

Índice de claridad	$10^\circ \leq \alpha < 15^\circ$	$15^\circ \leq \alpha < 20^\circ$	$20^\circ \leq \alpha < 25^\circ$	$25^\circ \leq \alpha < 30^\circ$	$30^\circ \leq \alpha < 35^\circ$
$k_t \leq 0.1$	0.9595	0.9517	0.9457	0.9571	0.9425
$0.1 < k_t \leq 0.2$	1.0169	1.0052	1.002	0.9968	0.9873
$0.2 < k_t \leq 0.3$	1.0816	1.0403	1.033	1.0268	1.0215
$0.3 < k_t \leq 0.4$	1.2089	1.0844	1.0605	1.0484	1.0422
$0.4 < k_t \leq 0.5$	1.2367	1.1702	1.0987	1.0651	1.0551
$0.5 < k_t \leq 0.6$	1.2053	1.1606	1.1236	1.09	1.065
$0.6 < k_t \leq 0.7$	1.162	1.1329	1.1056	1.0822	1.0678
$0.7 < k_t \leq 0.8$	1.1534	1.1187	1.0879	1.0723	1.0599
$k_t > 0.8$	1.1534	1.1187	1.0743	1.0638	1.0566

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

Índice de claridad	$35^\circ \leq \alpha < 40^\circ$	$40^\circ \leq \alpha < 50^\circ$	$50^\circ \leq \alpha < 60^\circ$	$\alpha \geq 60^\circ$
$k_t \leq 0.1$	0.9485	0.9482	0.9438	0.9501
$0.1 < k_t \leq 0.2$	0.9871	0.9789	0.9764	0.9835
$0.2 < k_t \leq 0.3$	1.0189	1.0147	1.0133	1.0181
$0.3 < k_t \leq 0.4$	1.0368	1.0367	1.0332	1.0324
$0.4 < k_t \leq 0.5$	1.0497	1.0435	1.039	1.0375
$0.5 < k_t \leq 0.6$	1.0539	1.047	1.0421	1.0431
$0.6 < k_t \leq 0.7$	1.0578	1.05	1.0458	1.0463
$0.7 < k_t \leq 0.8$	1.0511	1.0448	1.0416	1.0414
$k_t > 0.8$	1.0475	1.0449	1.0427	1.0453

Tabla 4.1. Coeficientes de ajuste obtenidos a partir de los valores de radiación global horizontal medidos por la célula y el piranómetro para cada uno de los subconjuntos de datos divididos en función de la altura solar y el índice de claridad.

A continuación, con los coeficientes de ajuste se pasa a obtener los dos tramos del modelo discreto, para lo cual se dividirá en dos tramos, el primero de ellos para altura solar menor a 25° y el segundo para alturas solares mayores a 25° .

a. Altura solar menor de 25° .

Para este tramo se calcula el promedio aritmético de los valores de los coeficientes de ajuste para rango de índice de claridad, dando como resultado un único valor, independiente de la altura solar.

Índice de claridad	$10^\circ \leq \alpha < 15^\circ$	$15^\circ \leq \alpha < 20^\circ$	$20^\circ \leq \alpha < 25^\circ$	Promedio
$k_t \leq 0.1$	0.9595	0.9517	0.9457	0.9523
$0.1 < k_t \leq 0.2$	1.0169	1.0052	1.002	1.0080
$0.2 < k_t \leq 0.3$	1.0816	1.0403	1.033	1.0516
$0.3 < k_t \leq 0.4$	1.2089	1.0844	1.0605	1.1179
$0.4 < k_t \leq 0.5$	1.2367	1.1702	1.0987	1.1685

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

$0.5 < k_t \leq 0.6$	1.2053	1.1606	1.1236	1.1632
$0.6 < k_t \leq 0.7$	1.162	1.1329	1.1056	1.1335
$0.7 < k_t \leq 0.8$	1.1534	1.1187	1.0879	1.12
$k_t > 0.8$	1.1534	1.1187	1.0743	1.1155

Tabla 4.2. Coeficientes de ajuste promedio para cada subconjunto dependiente del índice de claridad.

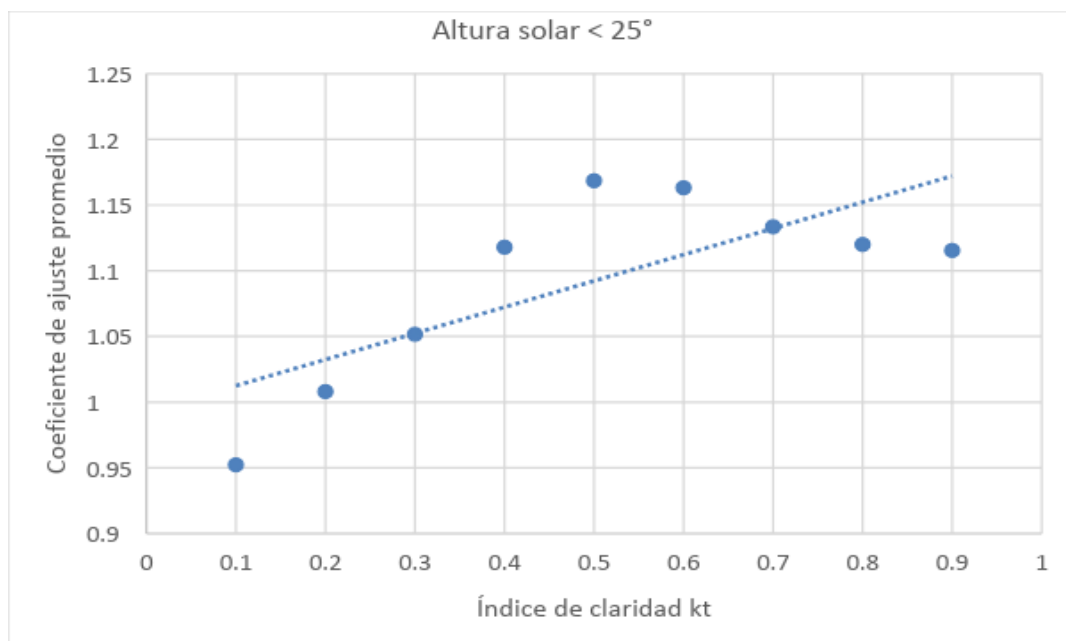


Ilustración 4.1. Relación entre los coeficientes de ajuste promedio y el índice de claridad para alturas solares menores de 25°.

En la ilustración anterior se ha realizado un ajuste polinómico de grado 2 en función del índice de claridad. La ecuación resultante define el primer tramo de la serie sintética discreta.

- a. Altura solar igual o mayor de 25°.

Este tramo abarca los 6 subconjuntos restantes. Para cada uno de ellos se ha representado gráficamente los coeficientes de ajuste frente a sus respectivos índices de claridad.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

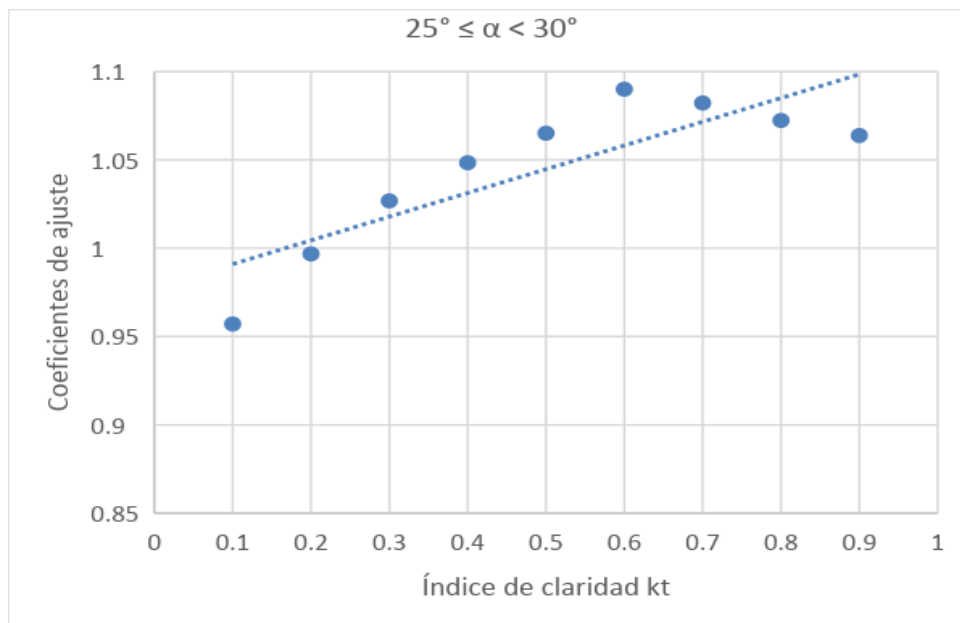


Ilustración 4.2. Relación entre los coeficientes de ajuste y el índice de claridad para alturas solares entre 25° y 30° .

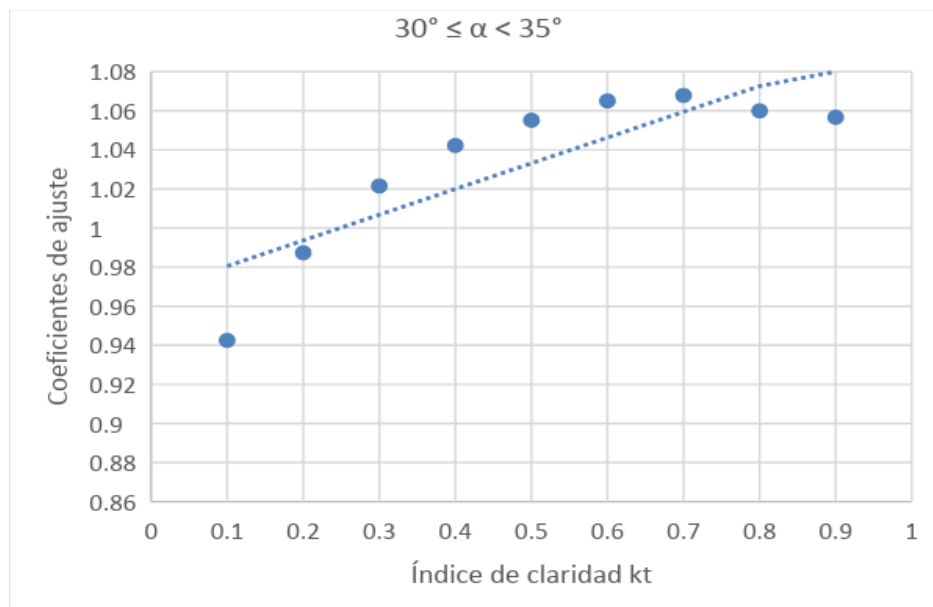


Ilustración 4.3. Relación entre los coeficientes de ajuste y el índice de claridad para alturas solares entre 30° y 35° .

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

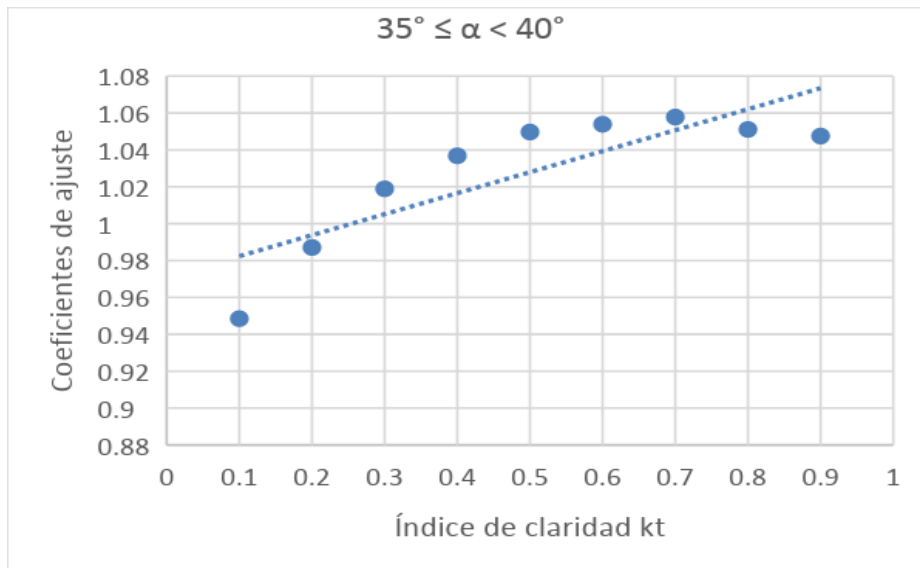


Ilustración 4.4. Relación entre los coeficientes de ajuste y el índice de claridad para alturas solares entre 35° y 40° .

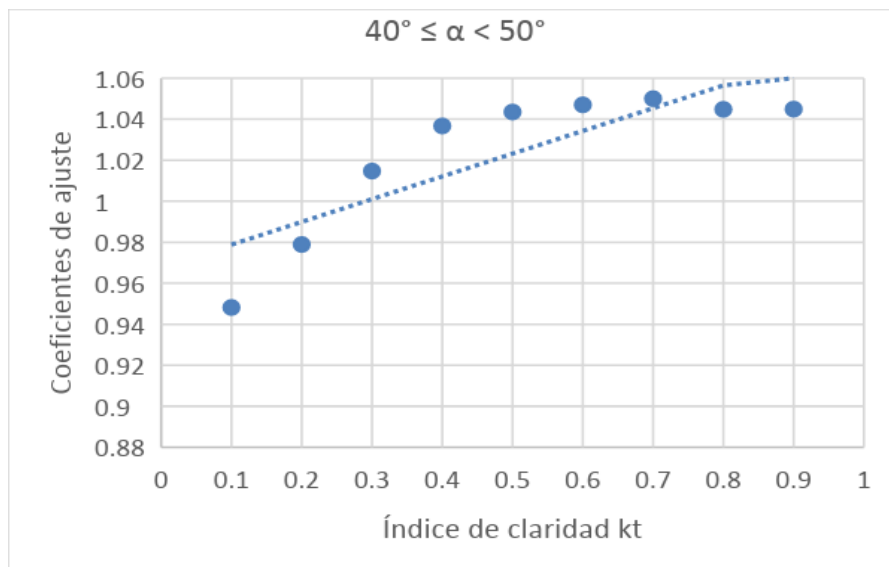


Ilustración 4.5. Relación entre los coeficientes de ajuste y el índice de claridad para alturas solares entre 40° y 50° .

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

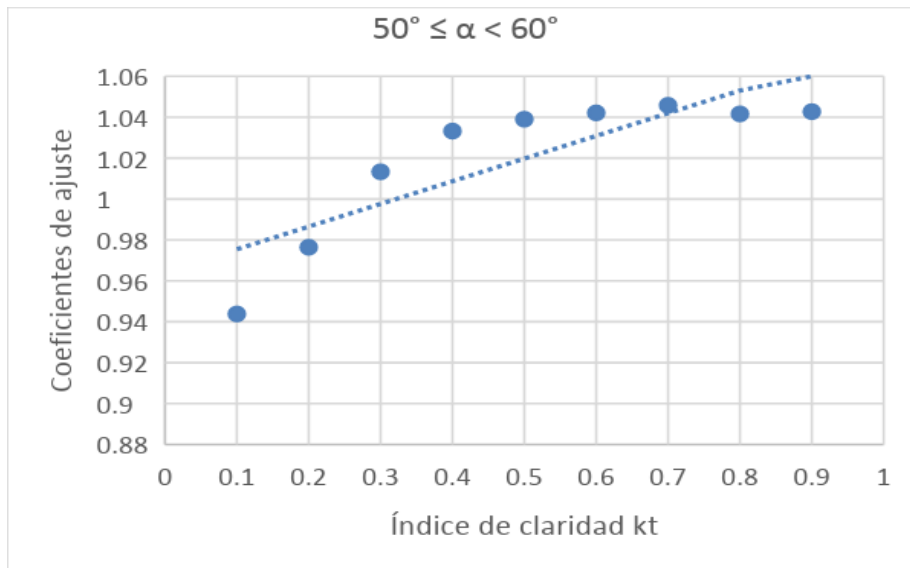


Ilustración 4.6. Relación entre los coeficientes de ajuste y el índice de claridad para alturas solares entre 50° y 60° .

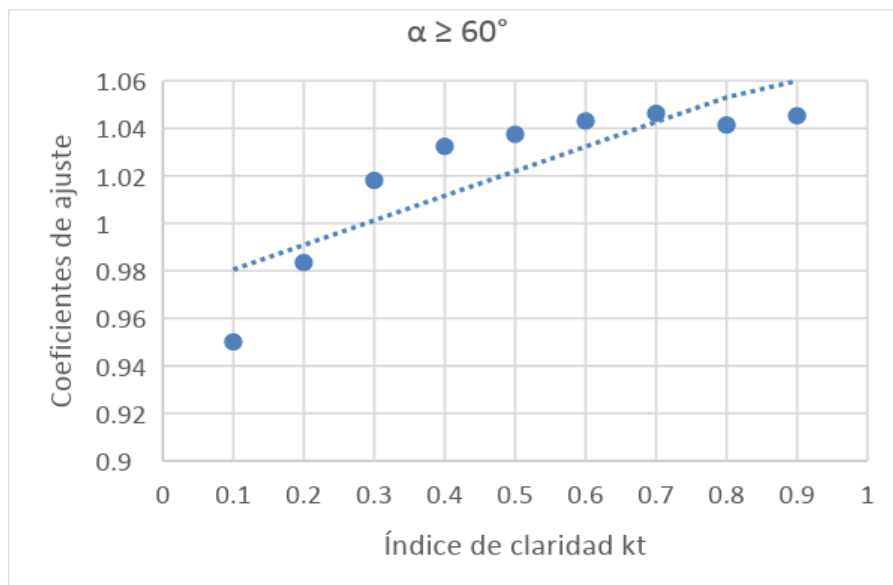


Ilustración 4.7. Relación entre los coeficientes de ajuste y el índice de claridad para alturas solares superiores a 60° .

En cada una de las anteriores gráficas se ha calculado la relación polinómica de segundo grado entre los índices de claridad y los coeficientes de ajuste:

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

Altura solar (°)	K_t^2	K_t	Término independiente
25	-0.3742	0.5085	0.909
30	-0.3608	0.4924	0.9012
35	-0.324	0.4379	0.9116
40	-0.3071	0.418	0.9114
50	-0.3014	0.4122	0.9091
60	-0.2709	0.3745	0.9205

Tabla 4.3. Coeficientes de la relación polinómica de grado 2 entre k_t y los coeficientes de ajuste, para cada altura solar igual o superior a 25°.

Los coeficientes de la tabla 3 se representan junto con los valores de la altura solar, con el fin de determinar la ecuación del segundo tramo de la serie discreta:

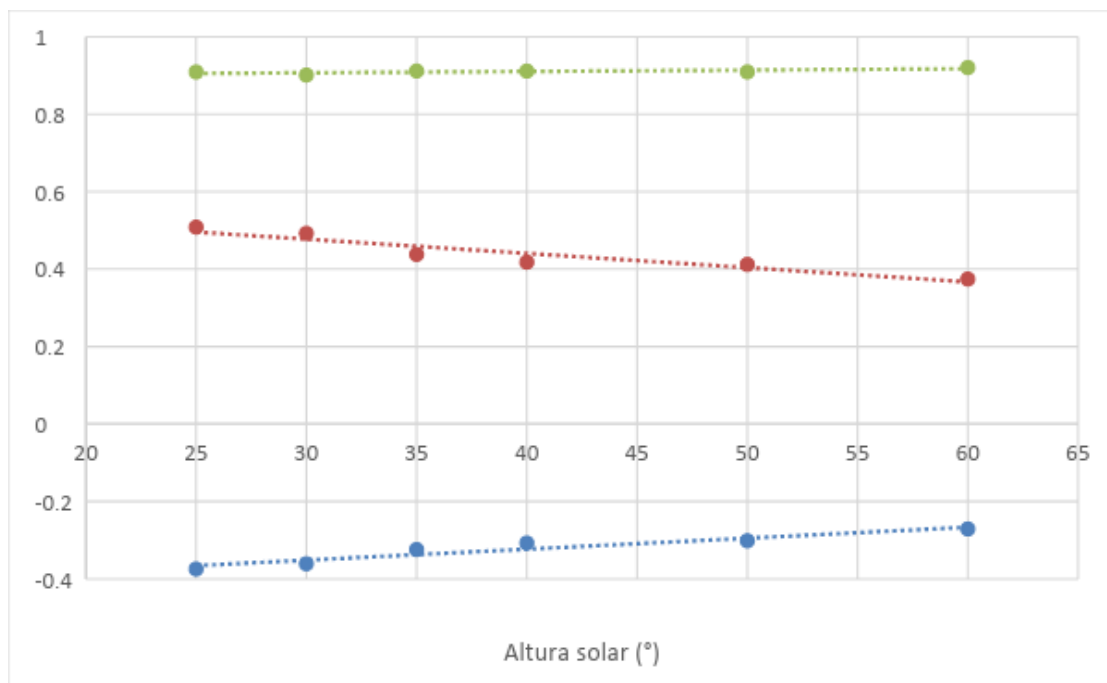


Ilustración 4.8. Relación entre los coeficientes de la tabla 3 y la altura solar. La serie azul se corresponde con K_t^2 , la roja con K_t , y la verde con término independiente.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

La ecuación del segundo tramo queda de la forma:

$$(0.0028 \cdot \alpha + 0.4364) \cdot K_t^2 + (-0.0037 \cdot \alpha - 0.5878) \cdot K_t + (0.0003 \cdot \alpha + 0.8965) \quad (4-2)$$

Con los dos tramos mencionados anteriormente, se genera una ecuación a trozos que se podría considerar como una buena estimación de los valores de radiación que mediría una célula de silicio monocristalino dados los captados por un piranómetro, aunque, con el fin de evitar las discontinuidades, se procede a su suavización:

1. Se utiliza la función tangente hiperbólica para unir los dos tramos del modelo discreto mediante una suma, de la forma.
2. Para optimizar la serie obtenida, se utiliza un coeficiente β (siempre en el intervalo de 0 a 1) que multiplicará las diferencias $(\alpha - 25)$ de las funciones \tanh . El valor de β será aquel que minimice el error RMSE cometido por el modelo que, para este emplazamiento (estación del GTER, Sevilla) se corresponde con 0.22.

$$\text{RMSE} (\beta=0.22, n \text{ datos } 10\text{min de } 2018) = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (G_{sys}^{10min} - G_{pir}^{10min})^2} \quad (4-3)$$

Con todo lo anterior se obtiene el modelo continuo resultante, quedando en función de la altura solar y del índice de claridad:

$$G_{sys}^{10min} = (0.5 \cdot \{a \cdot (1 - \tanh(\tanh(0.22 \cdot (\alpha - 25)))) + b \cdot (1 + \tanh(\tanh(0.22 \cdot (\alpha - 25))))\}) \cdot G_{cel}^{10min} \quad (4-4)$$

$$\text{Con } a = (-0.7399 \cdot K_t^2 + 0.9395 \cdot K_t + 0.8568) \quad \text{y} \quad (4-5)$$

$$b = ((0.0028 \cdot \alpha - 0.4364) \cdot K_t^2 + (0.0037 \cdot \alpha - 0.5878) \cdot K_t + (0.0003 \cdot \alpha + 0.8965)) \quad (4-6)$$

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

2. Estación de California, EEUU.

Aplicando la misma metodología que se ha utilizado en la estación de Sevilla se obtiene un modelo continuo válido para este emplazamiento, regido por la siguiente ecuación:

$$G_{SYS}^{10min} = (0.5 \cdot \{a \cdot (1 - \tanh(\tanh(0.17 \cdot (\alpha - 25)))) + b \cdot (1 + \tanh(\tanh(0.17 \cdot (\alpha - 25))))\}) \cdot G_{pir}^{10min} \quad (4-7)$$

$$\text{Con } a = (-0.558 \cdot K_t^2 + 0.7665 \cdot K_t + 0.8969) \quad \text{y} \quad (4-8)$$

$$b = ((0.0062 \cdot \alpha - 0.6047) \cdot K_t^2 + (-0.007 \cdot \alpha - 0.7618) \cdot K_t + (0.0017 \cdot \alpha + 0.8323)) \quad (4-9)$$

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

4.4.2 Descripción del modelo de J.J. Michalsky

Como se ha comentado en el apartado de revisión bibliográfica, es un modelo cuyo objetivo es hacer coincidir las respuestas de los piranómetros, de células de silicio y los de termopila.

Un procedimiento de corrección para el radiómetro de banda de sombra giratoria, que mide las tres componentes, se propone una parametrización de tres vías basado en la posición solar y las condiciones del cielo.

Después de aplicar las correcciones, los RMSE de estas medidas serán inferiores a 13 W/m^2 con respecto a las medidas de la termopila, lo que hace pensar que es un método bastante preciso.

4.5 Conclusiones de los modelos

Analizando los modelos célula-piranómetro, se observa que las funciones $a = f(k_t)$ tienen coeficientes similares, que van disminuyendo (en valor absoluto) con la latitud del emplazamiento. Por otro lado, la función $b = f(k_t, \alpha)$ para EE. UU., cuenta con coeficientes con signos diferentes, pero en valor absoluto todos ellos son similares en las dos estaciones. Por tanto, se confirma que, aunque la forma de las funciones cambia dependiendo del emplazamiento, esta diferencia es pequeña y se puede considerar que todos los modelos son válidos independientemente de la localización de la estación.

Respecto al coeficiente β , en los modelos presenta valores pequeños, que obteniéndose el valor de 0.12 para Sevilla y 0.22 para Estados Unidos, aunque en el modelo para Estados Unidos se ha representado β con el valor 0.17, eso es debido a que al utilizar los datos meteorológicos de Sevilla para EEUU, se ha optado por tomar el coeficiente β como la media entre ambas estaciones.

5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Tras realizar el cálculo de los modelos en el apartado anterior, ahora se procede a su validación. Todo ello utilizando la base de datos de la estación de Sevilla, como se mencionó anteriormente, con series de datos 10-minutales registrados por el piranómetro y la célula de silicio monocristalino.

Esta validación se compone de un análisis visual de los errores cometidos por las series calculadas, las medidas del piranómetro/célula y la serie de J.J. Michalsky para distintos días del año escogidos. Además se incorporará un análisis estadístico que permite determinar la exactitud de los modelos, se utilizarán tres parámetros típicos como son el error cuadrático medio (RMSE), el Ramp Rate (RR) y el KSI (test integral de Kolgomorov-Smirnov).

- **RMSE:** este parámetro analiza las desviaciones en las estimaciones de un modelo respecto a los valores reales medidos. Cuanto menor sea su valor, mayor es la precisión del modelo, en términos absolutos. Sus unidades se corresponden con las de las mediciones, W/m².

$$RMSE_{celula} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (G_{celula}^{meas} - G_{celula}^{sint})^2} \quad (5 - 1)$$

$$RMSE_{pyr} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (G_{celula}^{meas} - G_{pyr})^2} \quad (5 - 2)$$

Siendo n el número de mediciones, G_{celula}^{meas} la irradiancia global horizontal medida con la célula fotovoltaica de referencia, G_{celula}^{sint} la irradiancia global horizontal sintéticamente obtenida de mediciones con el piranómetro, G_{pyr} es la radiación solar medida con el piranómetro, el intervalo de tiempo entre mediciones como ya sabemos en este caso es 10-minutal.

- **Ramp Rate (RR):** calculado como la diferencia entre datos sucesivos en los intervalos de tiempo. Sus unidades son W/m²·min.

$$RR = ((G_{pir/cel/sys\ i+1} - G_{pir/cel/sys\ i}) - (G_{0\ i+1} - G_{0\ i}))/\Delta t \quad (5 - 3)$$

Siendo $G_{pir/cel/sys}$ la irradiancia medida por el piranómetro, por la célula o la estimada por la serie sintética, respectivamente, G_0 la irradiancia extraterrestre, y Δt el intervalo de tiempo entre mediciones que será 10-minutal.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

- **KSI:** para evaluar la distribución se calcula el índice KSI (Kolmogorov-Smirnov test integral), definido como las diferencias integradas entre los CFDs de dos conjuntos de datos. Es un índice ampliamente utilizado para comparar las distribuciones acumulativas de los sistemas medidos y sintéticos de la radiación solar. Este índice tiene las mismas unidades que la magnitud correspondiente (w/m^2). Sólo se analizan datos diurnos.

$$KSI = \int_{x_{min}}^{x_{max}} D_n dx \quad (5 - 4)$$

Donde, x_{max} y x_{min} son los valores extremos de la variable independiente, y D_n es la diferencia entre los CFDs de los conjuntos de datos evaluados en 100 puntos. Cuanto más grandes sean los valores de KSI, mayores serán las diferencias en los CFDs de los conjuntos de datos evaluados.

Calculamos el KSI como una comparación de los CFDs entre los conjuntos de las medidas de radiación solar medidos con el piranómetro y las medidas de radiación solar medida con una célula de referencia fotovoltaica por un lado, y el conjunto de radiación solar obtenido sintéticamente de la célula fotovoltaica de referencia con la radiación solar medida con la célula fotovoltaica de referencia por otro lado. Este cálculo se realiza para cuantificar el impacto del modelo desarrollado cuando se utiliza como factor de corrección para pérdidas espectrales y angulares de células de silicio.

A continuación se representaran los datos para cada uno de los modelos mencionados anteriormente, todo ello en distintos días con diferentes condiciones meteorológicas con lo que se comprobará la validación de los modelos. También será representada la irradiancia captada por el piranómetro comprobando en los distintos casos que modelo representa mayor similitud con los valores captados por el mismo.

5.1 Análisis de los modelos

5.1.1 Modelo de la estación del GTER, Sevilla.

En primer lugar, se llevara a cabo la selección de los días en los que se realizara la comprobación, buscando la mayor diferencia posible, para lo que se seleccionaran días tanto de invierno como de verano.

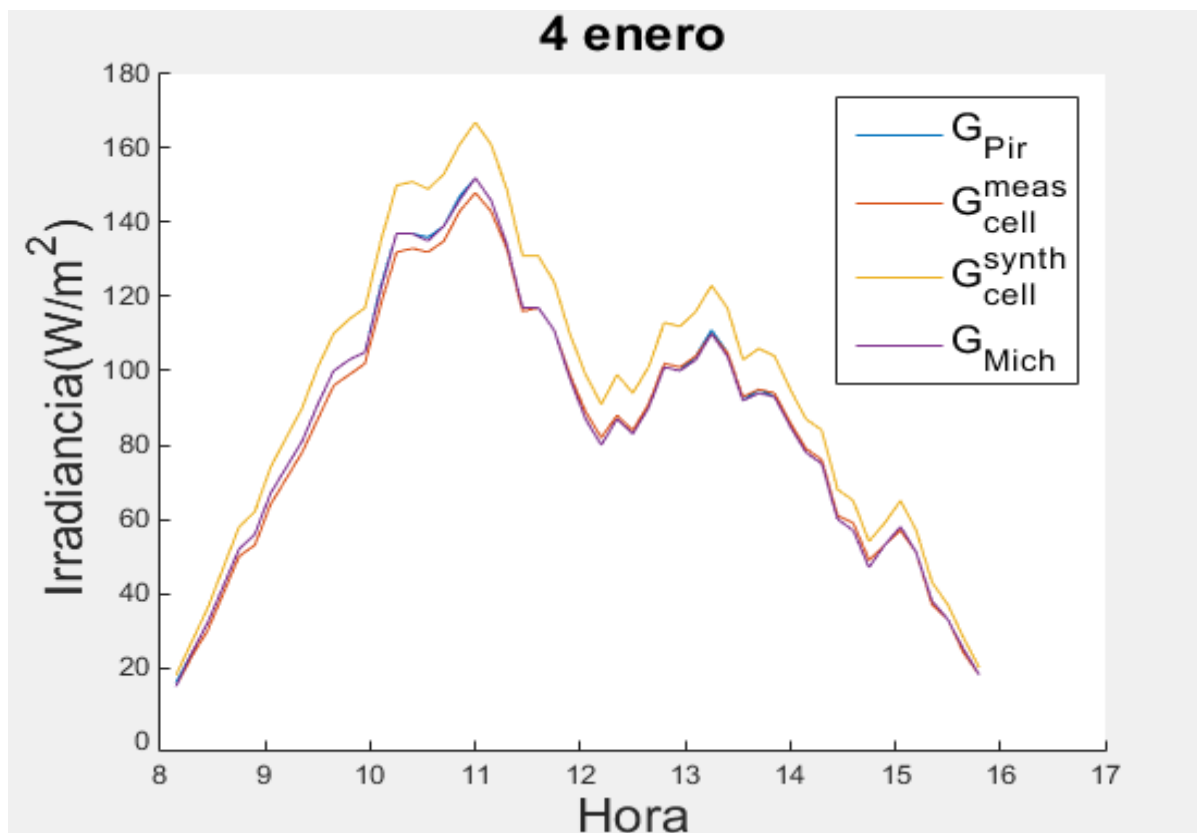
Los días en los que se aplicará el modelo son los siguientes:

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

- 4 de enero de 2018.
- 23 de mayo de 2018.
- 6 de julio de 2018.

En cada uno de ellos se representa la irradiancia en w/m^2 a lo largo del día, cabe recordar la eliminación de todos aquellos datos para los que la altura solar es inferior a 5 grados, quitando posibles errores futuros en los resultados.

En cada uno de los siguientes casos se representará primero todos los datos recogidos a lo largo del día por cada uno de los modelos para a posterior realizarle un zoom al momento del día en el que se aprecia como la irradiancia es mayor con el fin de observar con mayor apreciación las diferencias entre un modelo y otro.



A continuación, se realizará un zoom a la gráfica de irradiancia para el día 4 de enero con el objetivo de apreciar con mayor exactitud las diferencias entre cada una de las medidas para cuando irradiancia es máxima.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

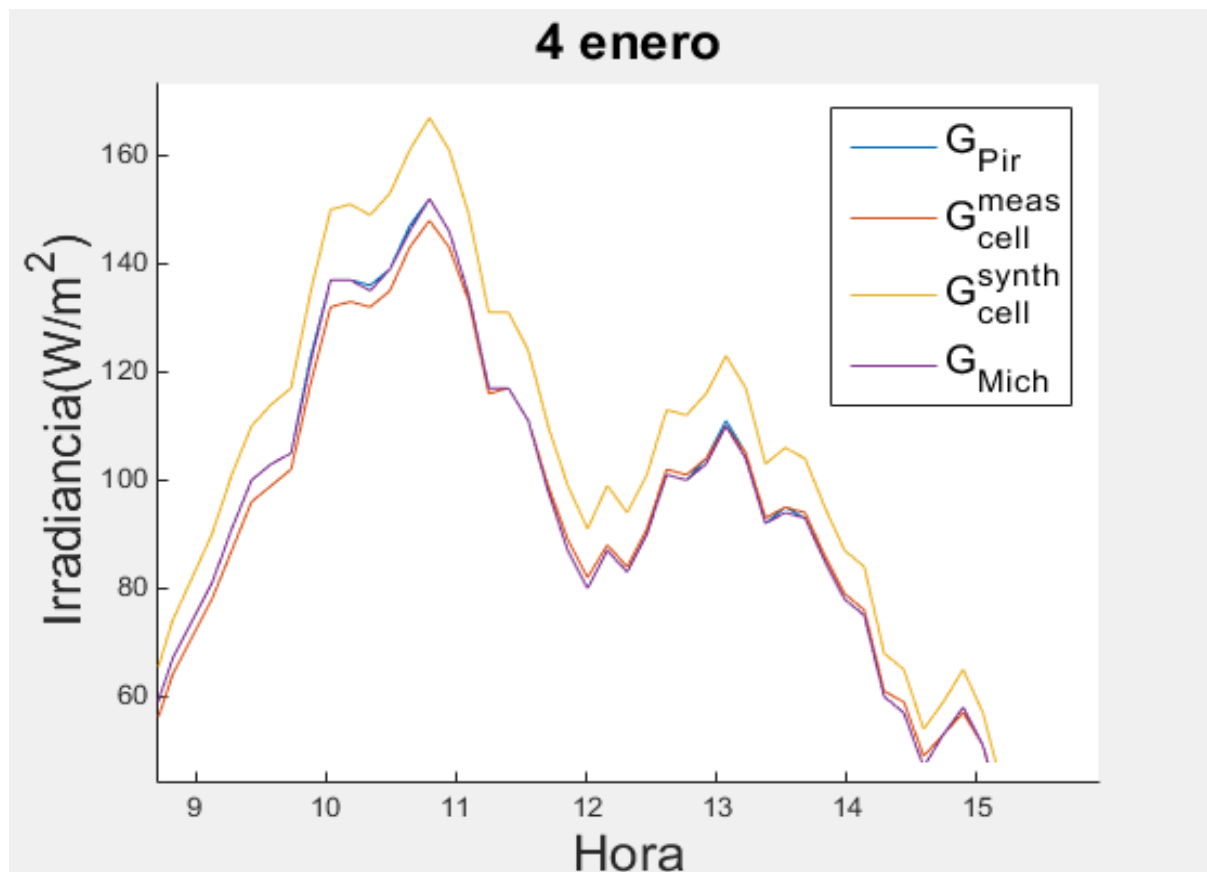


Ilustración 5.1. Representación de irradiancias para el día 4 de enero.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

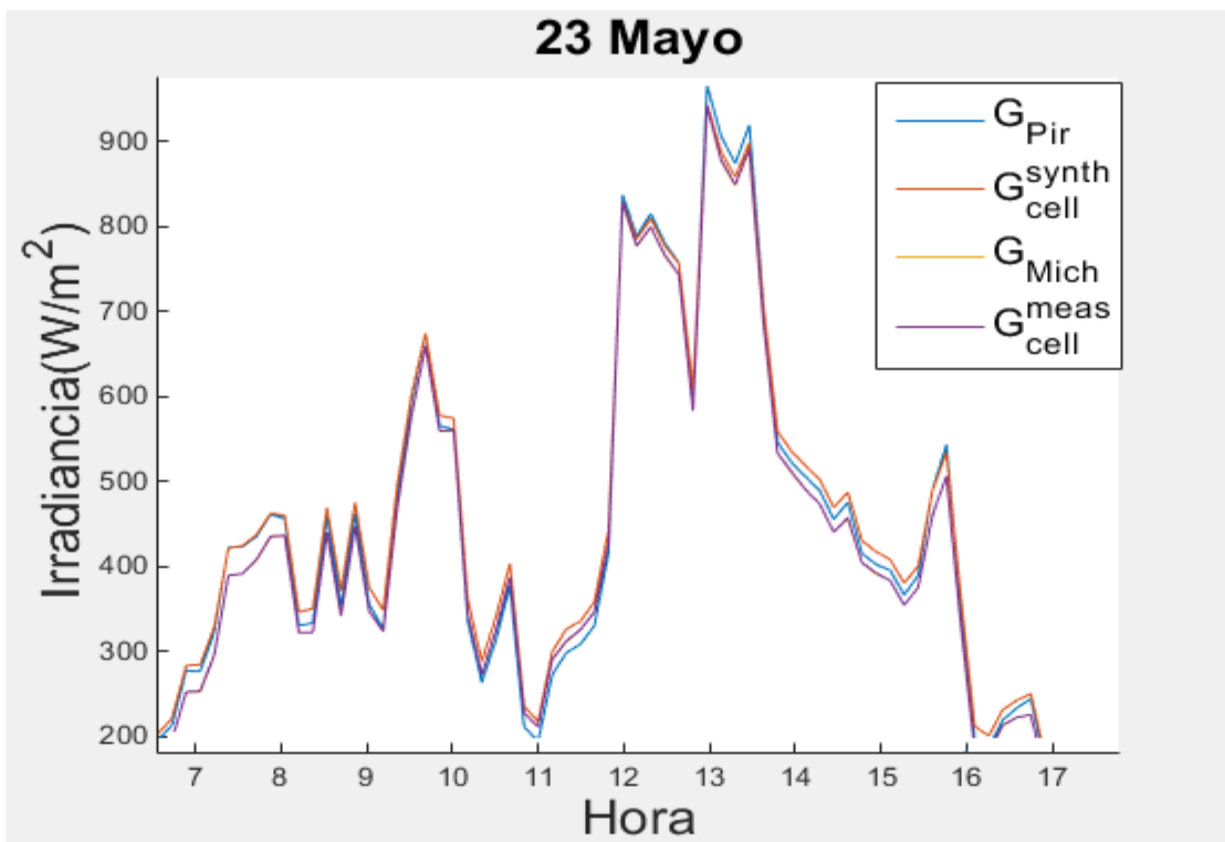
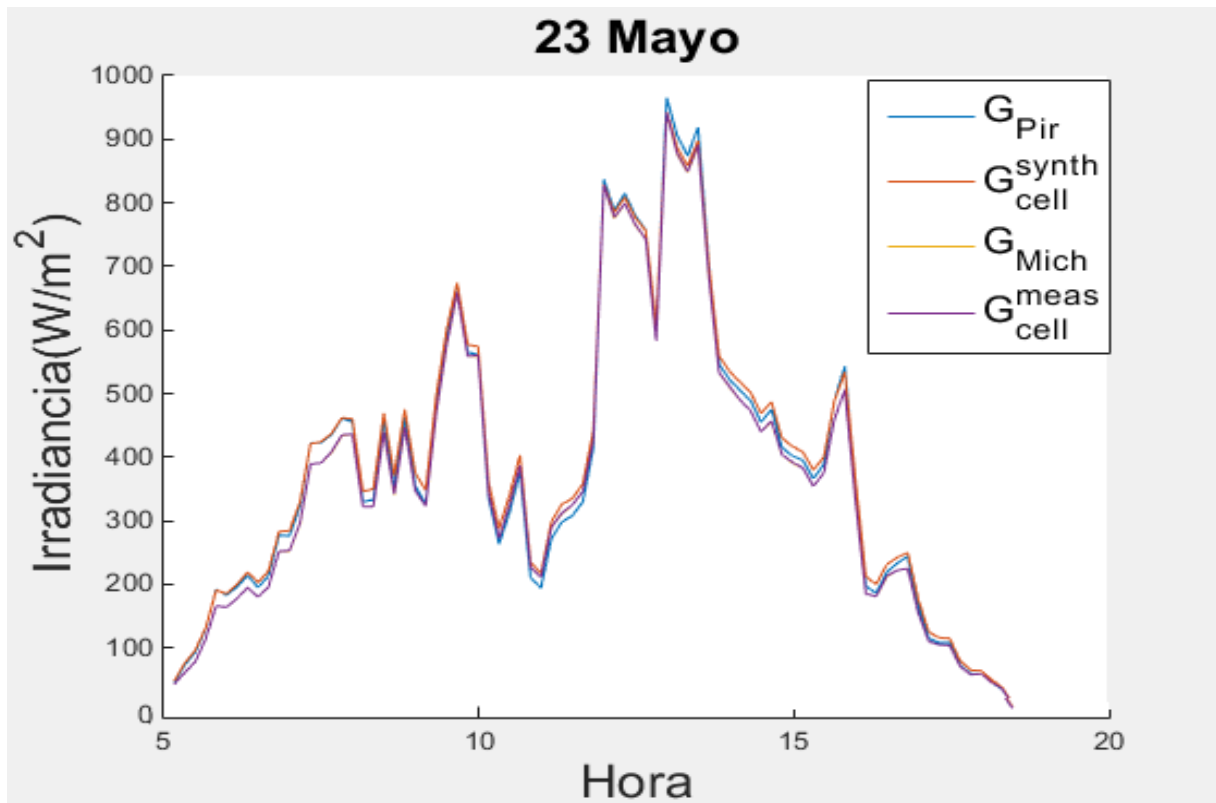


Ilustración 5.2. Representación de irradiancias para el día 23 de mayo.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

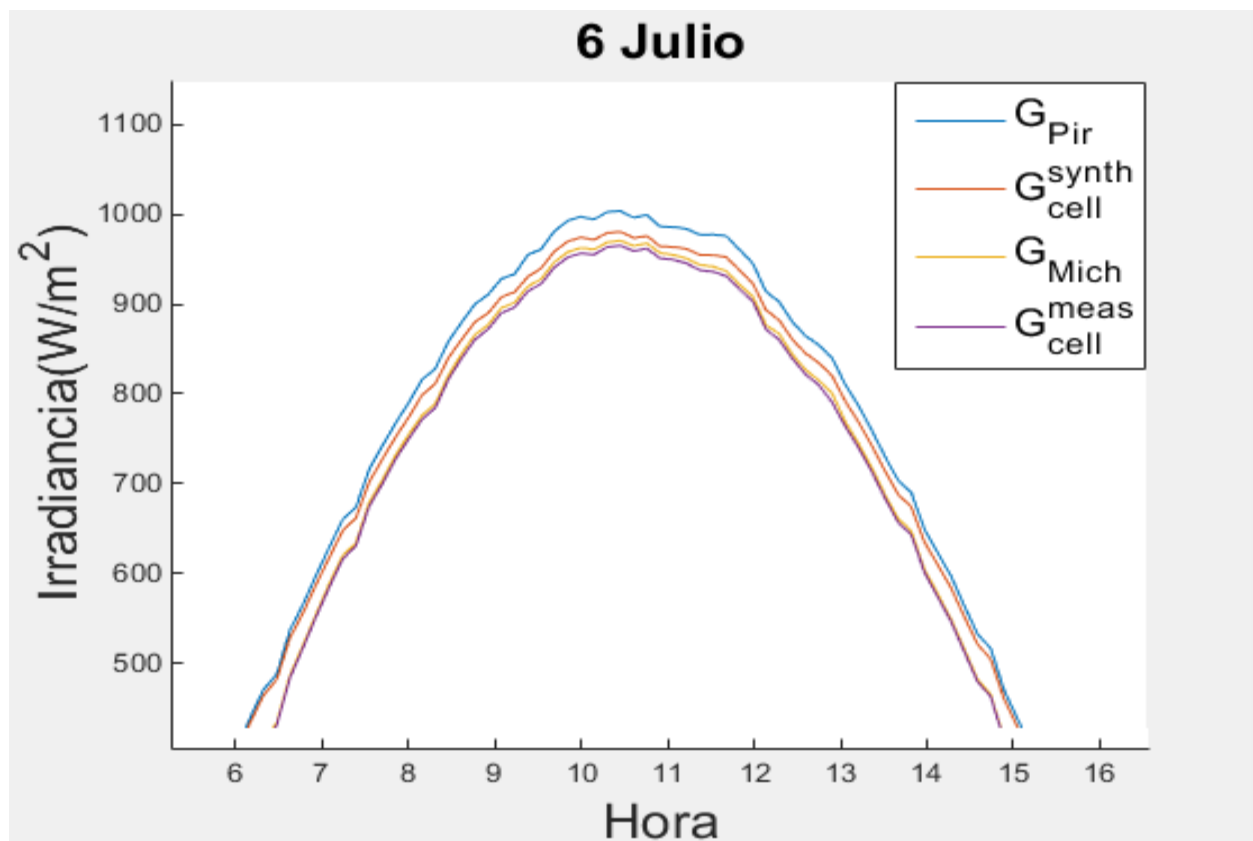
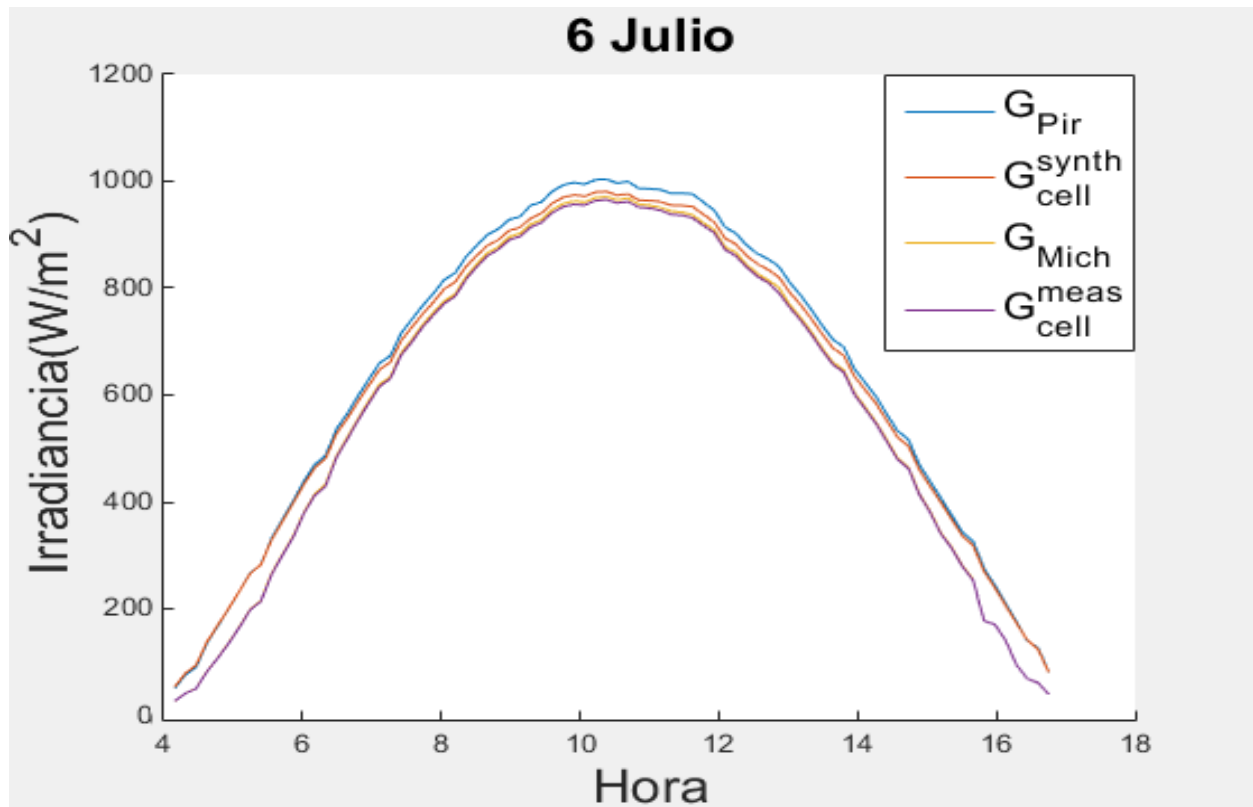


Ilustración 5.3. Representación de irradiancias para el día 6 de julio.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

En estas gráficas en la que se ha representado cada una de las irradiancias juntas para comprobar las diferencias. Además se ha realizado un zoom a los momentos del día en el que la diferencia es mayor a fin de apreciar con más detalle las medidas de los distintos modelos.

En cada una de ellas se observa como en la mayor parte del día, el modelo de la serie sintética generado a partir de datos de Sevilla se acerca en mayor medida a lo captado por el piranómetro, con respecto a lo que captaría el modelo de correcciones desarrollado por J.J. Michalsky, esto es debido, por un lado, a que al corregir con factores correctores la radiación tomada por la célula, su valor sea superior al de la serie sintética, se debe a que en el modelo de la serie sintética intervienen un mayor número de variables, lo que provoca que sea mucho más exacto y se aproxime más a lo que captaría el piranómetro con respecto al otro modelo, a excepción del día 4 de enero en el que dadas las condiciones climáticas el modelo de Michalsky se aproxima más a las medidas del piranómetro.

Otro aspecto que cabe destacar, es como para aquellos momentos del día en los que la radiación es baja, el modelo de J.J. Michalsky se acerca más a lo que capta el piranómetro, todo ello en momentos en los que la altura solar es menor, lo que en consecuencia hace que el factor corrector mostrado en la Figura 1, tome un valor inferior y cercano a 1, lo que hace que no se dispare el valor de la irradiancia captada.

Observando estas últimas representaciones para los días de verano, se puede comprobar como los resultados son los mismos que para los días de invierno, demostrando así que el modelo desarrollado con la serie sintética de datos de Sevilla se aproxima más a lo captado por el piranómetro.

A continuación en el próximo apartado se realizará el mismo proceso aplicando los datos de irradiancia para el modelo de California.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

5.1.2 Modelo de la estación de California, EE.UU.

Se realiza el mismo procedimiento que se ha realizado para la estación de Sevilla, aplicándolo para California, con su respectivo modelo.

Esta prueba tiene una peculiaridad, aun estando la estación ubicada en Estados Unidos, los datos utilizados son los mismos que los tomados en la estación GTER de Sevilla, por lo que en la ecuación del modelo de Estados Unidos se ha modificado el factor β , el cual para EEUU tendría que ser de 0.22, pero que en este caso, al utilizarse los datos meteorológicos de Sevilla, se ha tomado el valor medio de β entre Sevilla y Estados Unidos, tomando el valor de 0.17.

Los días seleccionados para la comprobación del modelo serán los siguientes:

- 9 de enero de 2018.
- 27 de marzo de 2018.
- 26 de mayo de 2018.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

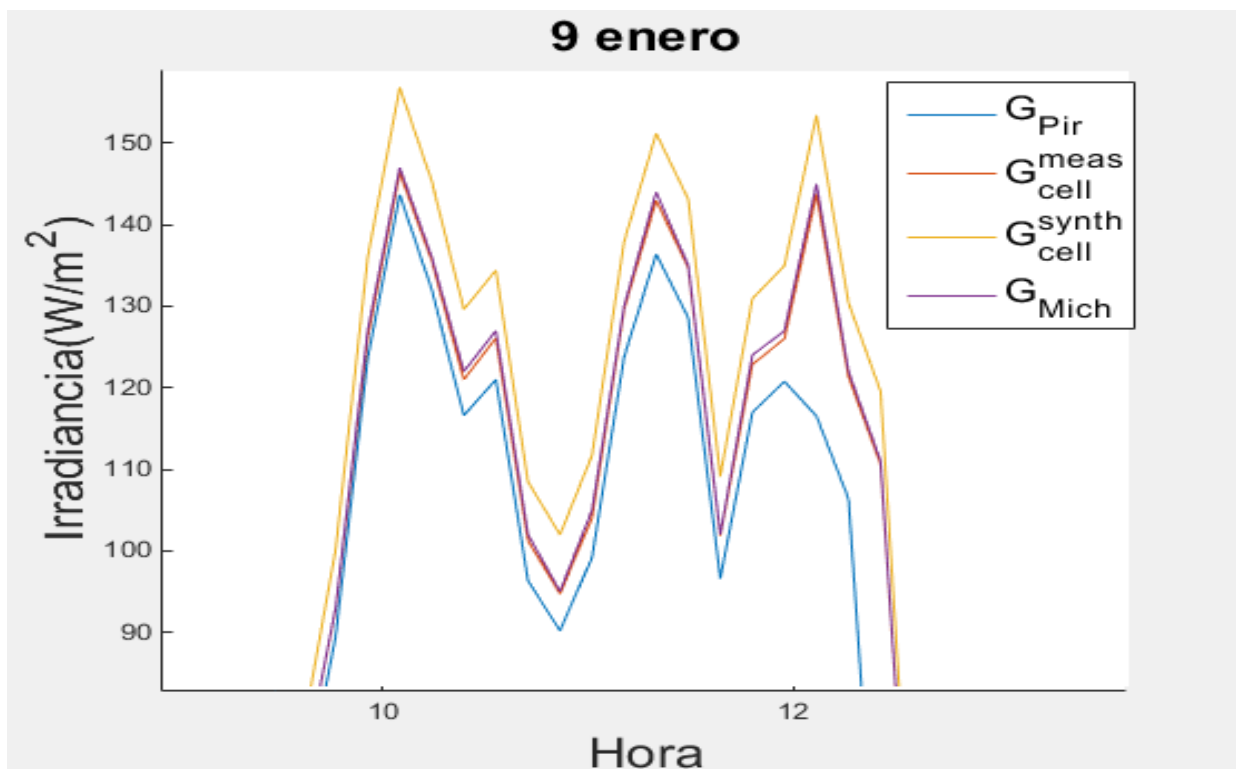
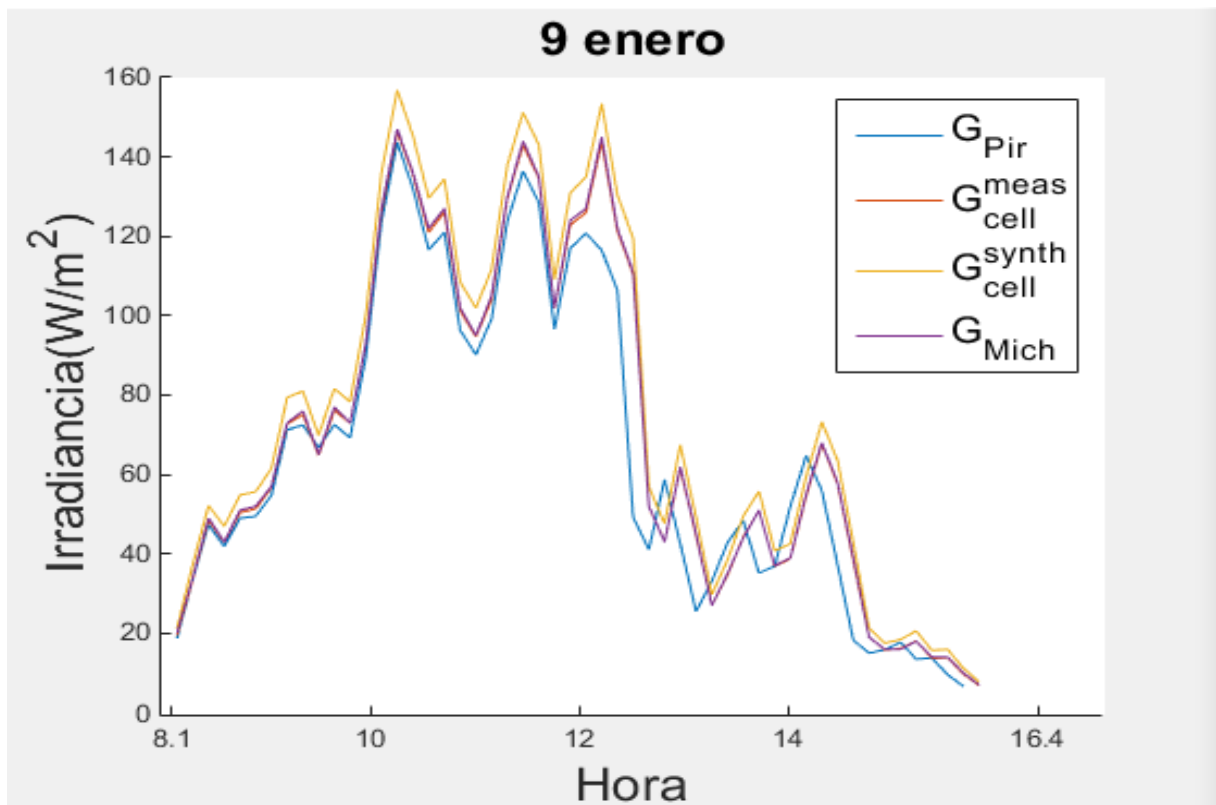


Ilustración 5.4. Representación de irradiancias para el día 9 de enero, EEUU.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

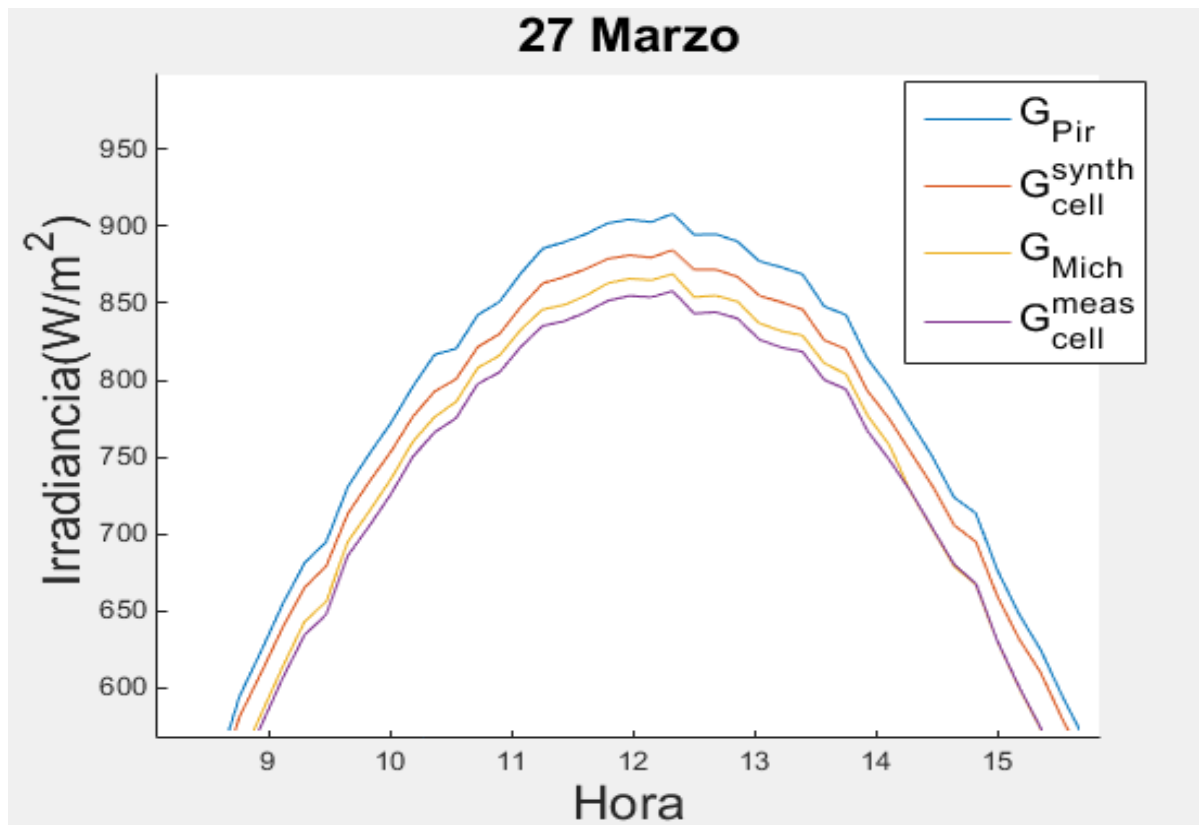
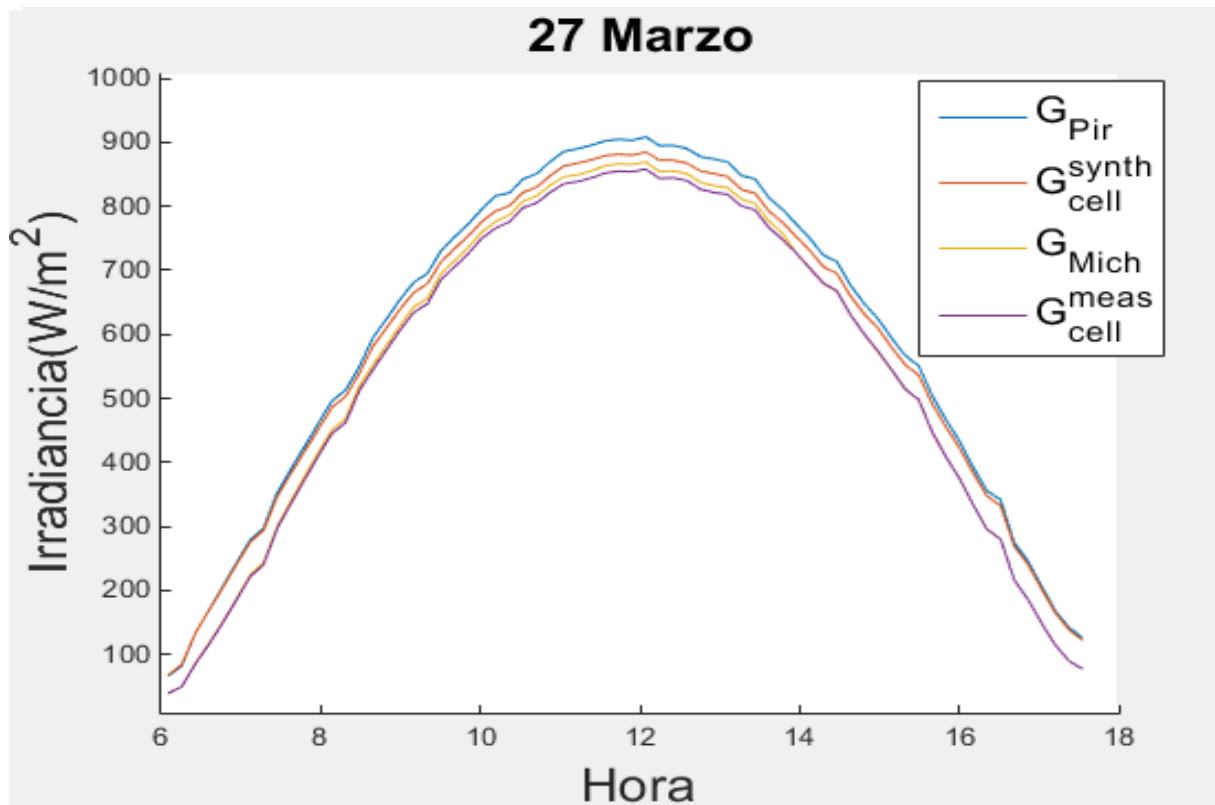


Ilustración 5.5. Representación de irradiancias para el día 27 de marzo, EEUU.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

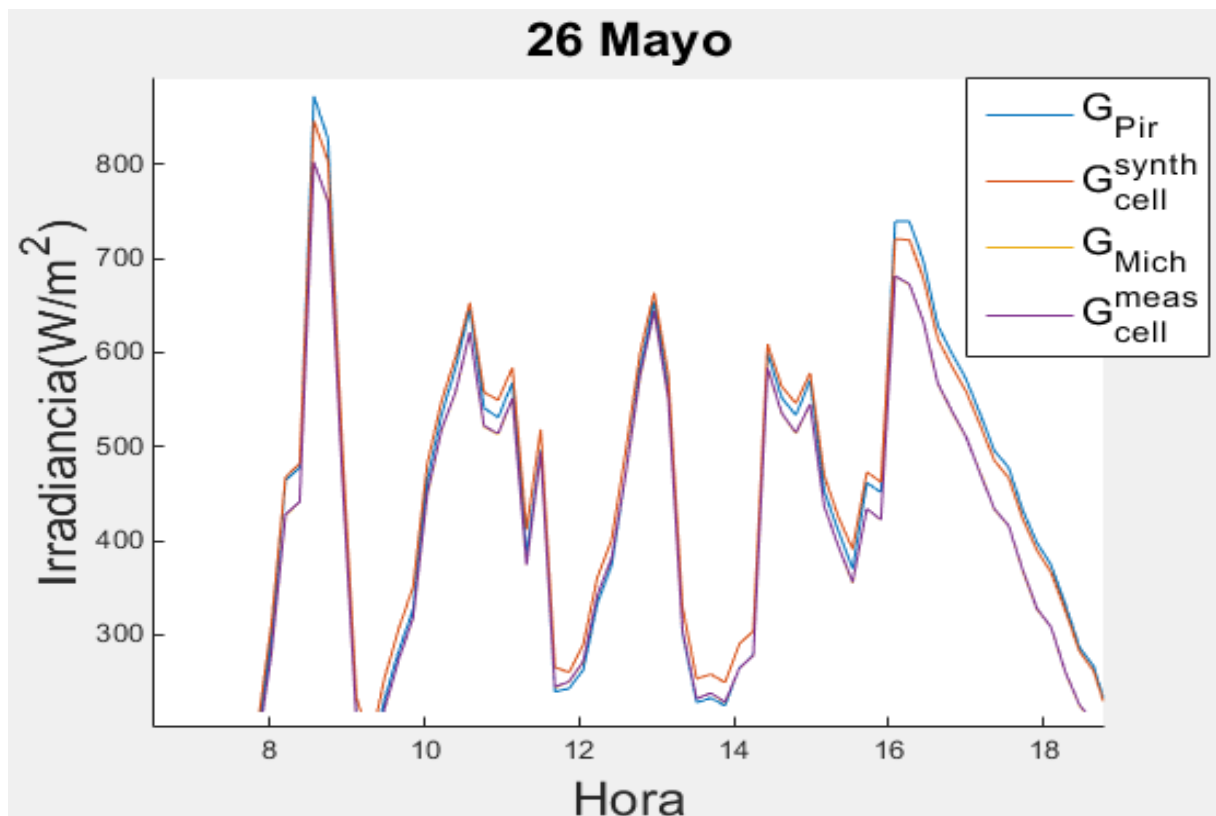
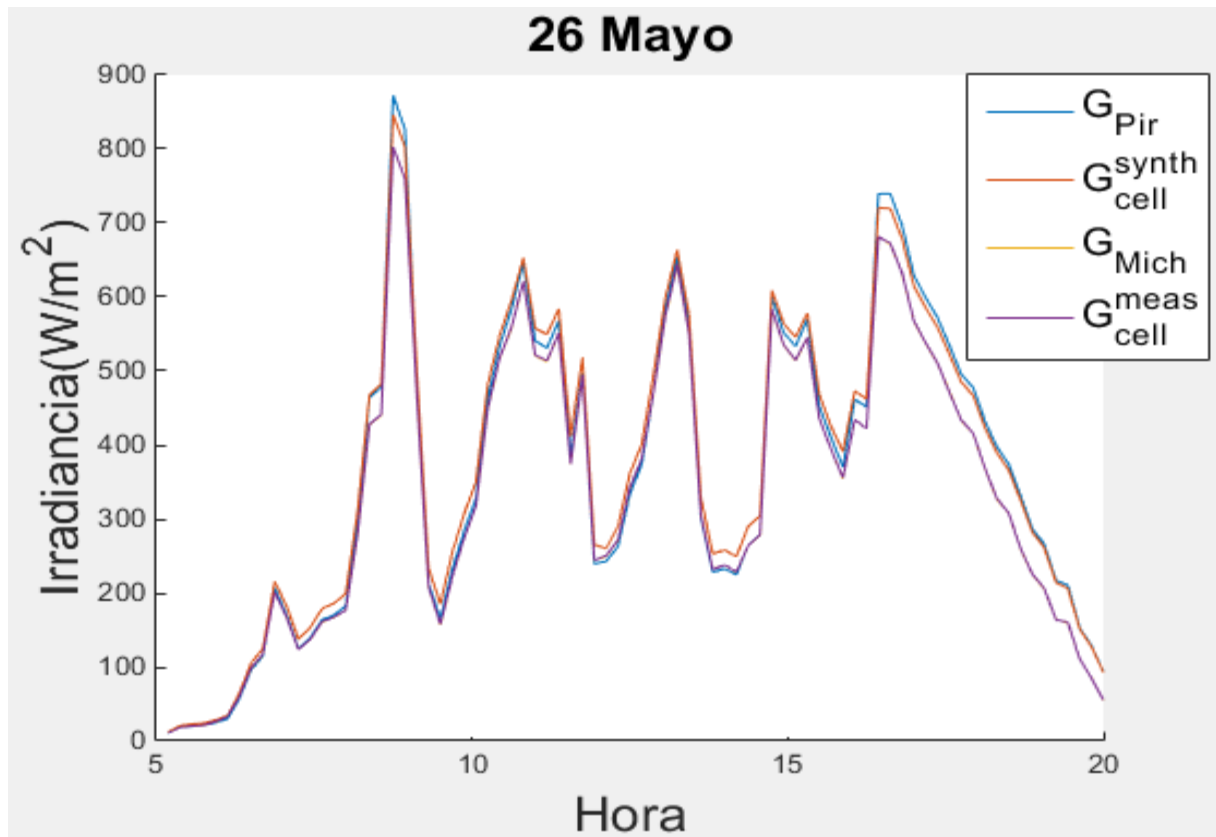


Ilustración 5.6. Representación de irradiancias para el día 26 de mayo, EEUU.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

Tal y como se puede observar en estas gráficas realizadas para Estados Unidos los resultados son los mismos que los obtenidos para Sevilla, apreciándose tal como de podía esperar que las diferencias y por lo tanto errores cometidos son mayores que los que se cometieron para el primer caso, en el que se aplicaron los datos meteorológicos de Sevilla al modelo de Sevilla.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

5.2 Análisis estadístico.

Se aplicaran los estadísticos RMSE, RR y KSI a los valores 10-minutales medidos por el piranómetro y la célula en el periodo considerado para la valoración, además de a los datos calculados a partir de la serie sintética y del modelo de J.J. Michalsky, todo ellos aplicándose a cada una de las dos estaciones.

- Estadístico RMSE

El cálculo del estadístico se realiza no solo para las medidas 10-minutales, si no que también se ha calculado la diaria y la horaria.

RMSE 10-minutal (W/m ²)				
Modelo	Año de aplicación	Serie Sint. - Piranómetro	Célula - Piranómetro	Michalsky - Piranómetro
Sevilla	2018	113.23	158.17	117.49
California	2018	139.95	113.52	150.86

Tabla 5-1. Estadístico RMSE (10-minutal)

RMSE horario (W/m ²)				
Modelo	Año de aplicación	Serie Sint. - Piranómetro	Célula - Piranómetro	Michalsky - Piranómetro
Sevilla	2018	31.99	75.13	40.47
California	2018	43.21	95.85	53.85

Tabla 5-2. Estadístico RMSE horario

RMSE diario (W·h/m²)

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

Modelo	Año de aplicación	Serie Sint. - Piranómetro	Célula - Piranómetro	Michalsky - Piranómetro
Sevilla	2018	81.89	137.8	95.02
California	2018	102.24	142.64	110.22

Tabla 5-3. Estadístico RMSE diario

Tal como se puede observar, el estadístico confirma que la serie sintética calculada se aproxima más a las medidas tomadas por el piranómetro que las series obtenidas tanto del método de J.J. Michalsky como las obtenidas de la célula. Esto ocurre tanto para la estación de Sevilla como para la de California, cometándose un error menor al tomar los datos de la serie sintética que de cualquiera de los otros dos métodos.

Cabe destacar que, por un lado, al utilizar los datos de Sevilla, el error cometido en este emplazamiento sea menor al que se produce en la otra estación. En cualquier caso, se afirma que la serie sintética generada se aproxima más a las medidas de la célula fotovoltaica.

A continuación, se realizará la aplicación del estadístico Ramp Rate para ambas estaciones, mostrándolo mediante gráficas que muestran los RRs y sus probabilidades acumuladas, mediante el cálculo de funciones CFD.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

- Estadístico Ramp Rate
- Estación del GTER, Sevilla.

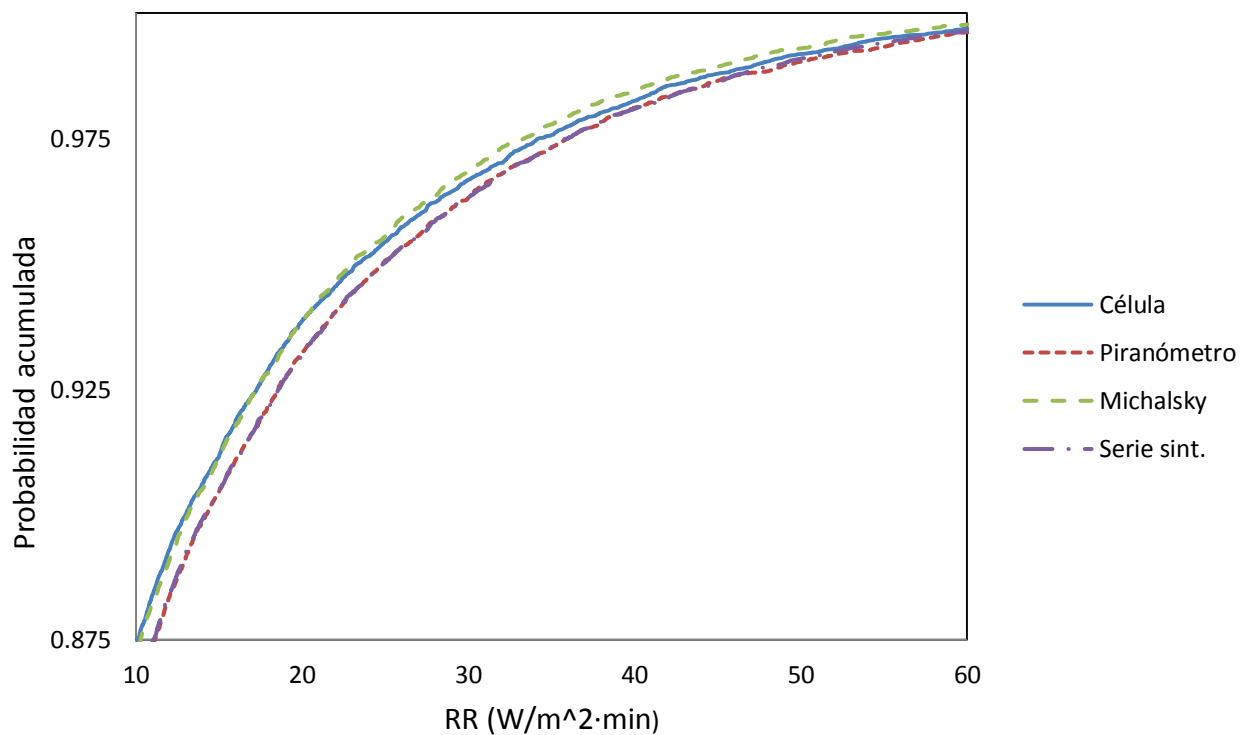
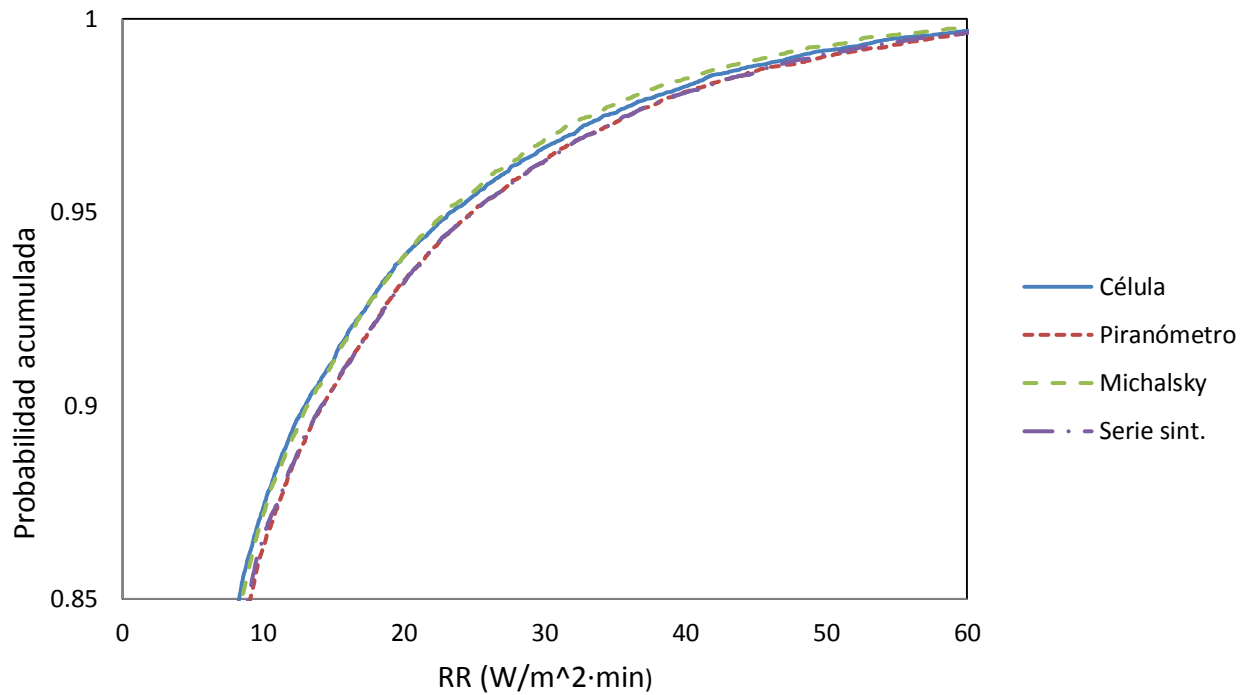


Ilustración 5.7. Gráficas de probabilidad acumulada de los valores del Ramp Rate para Sevilla.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

➤ Estación de California, EEUU.

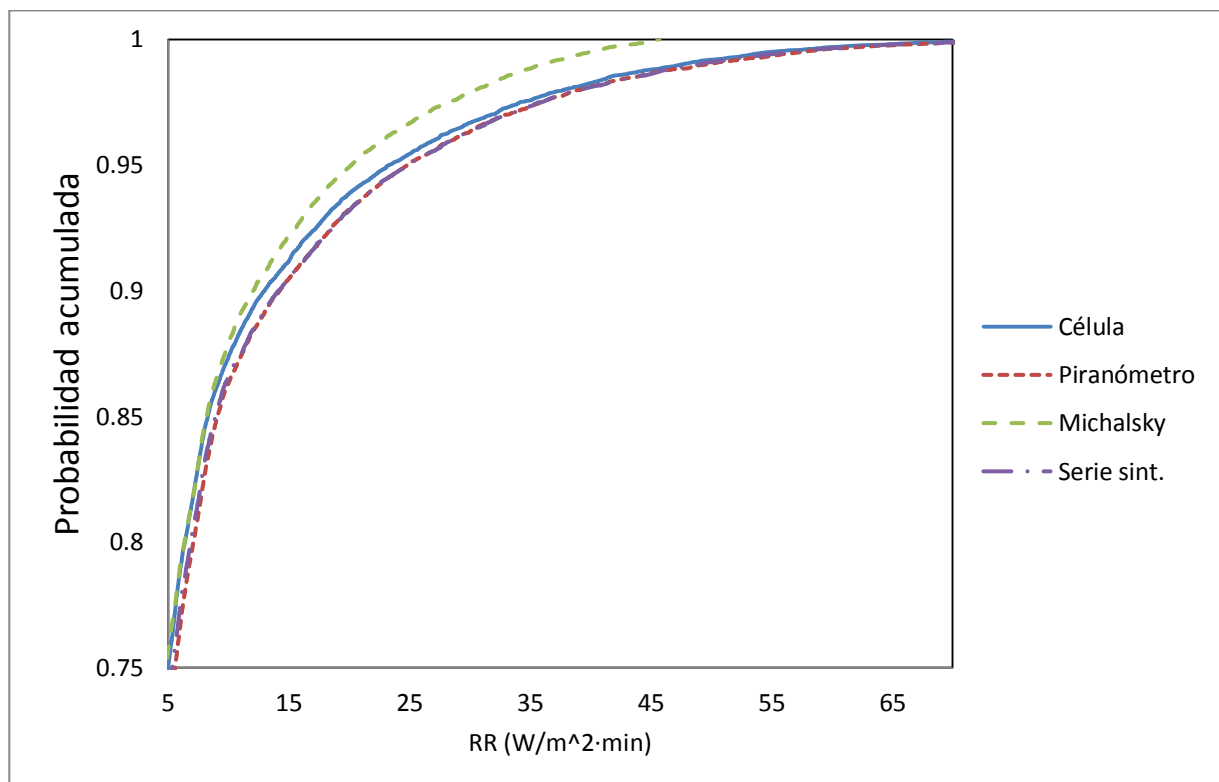
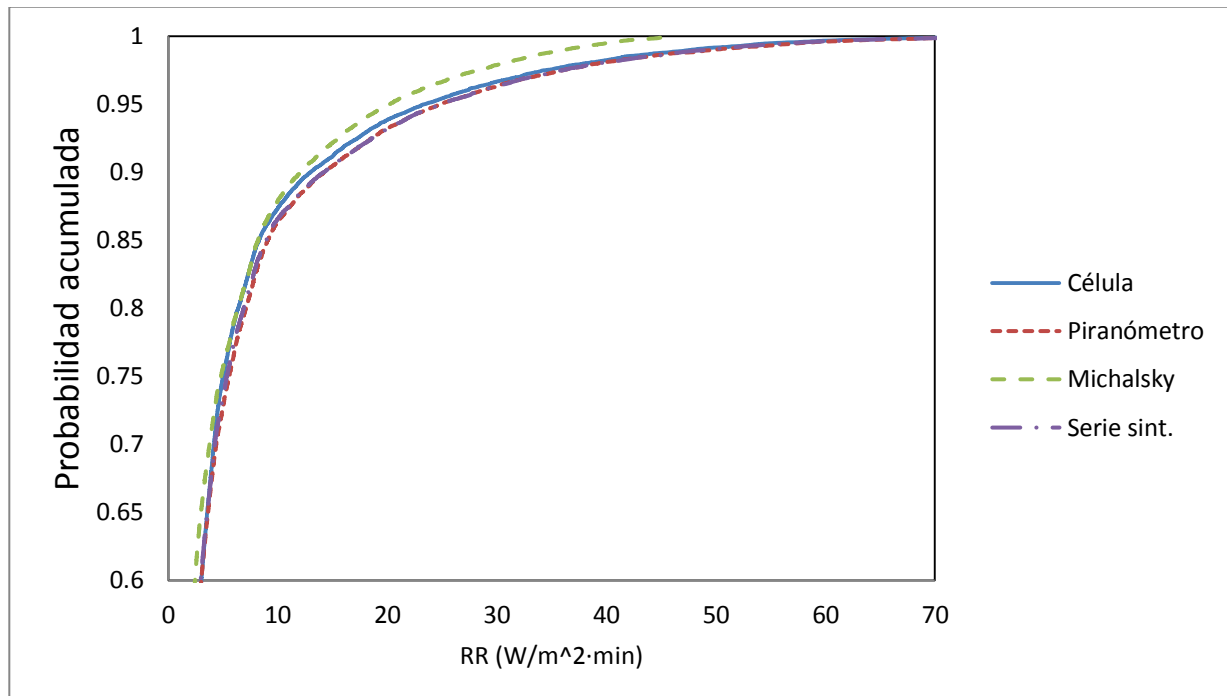


Ilustración 5.8. Gráficas de probabilidad acumulada de los valores del Ramp Rate para California.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

➤ Estadístico KSI

- Estación del GTER, Sevilla.

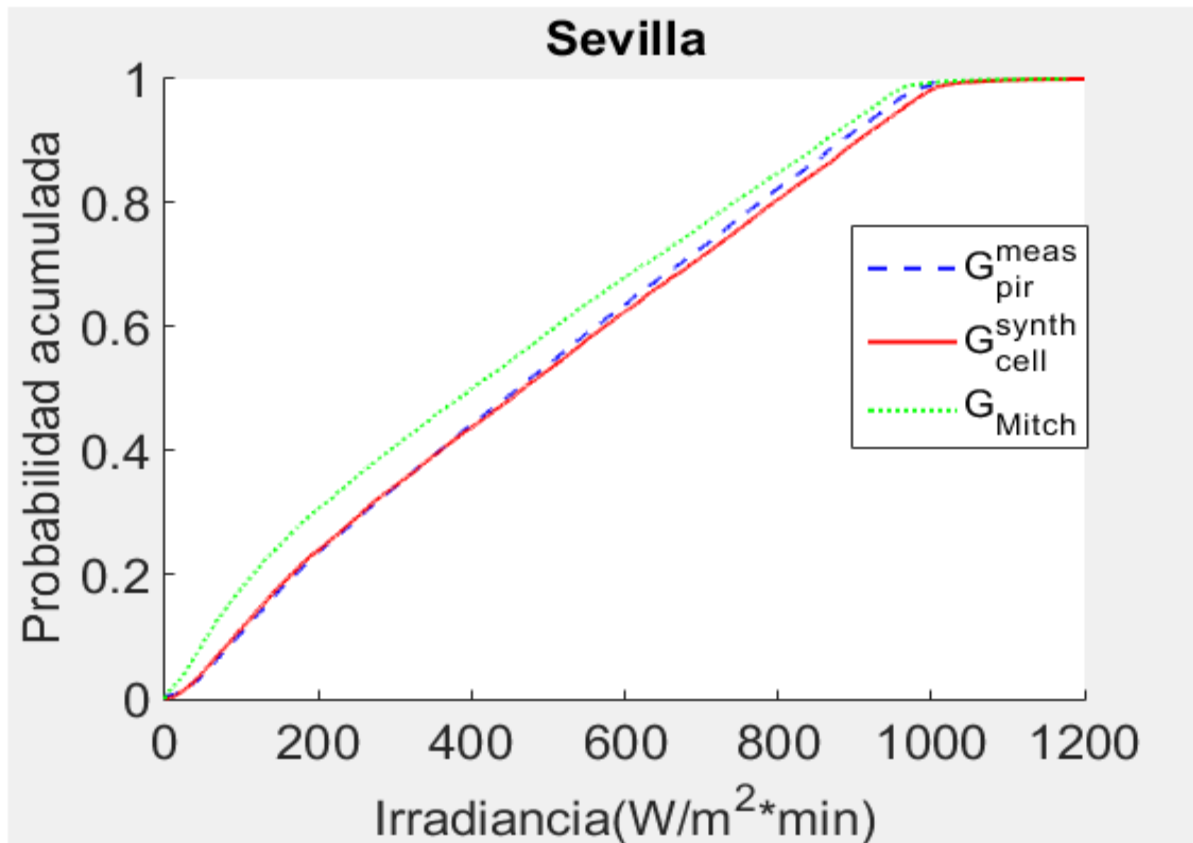


Ilustración 5.9. Gráfica de probabilidad acumulada del estadístico KSI para Sevilla.

Se puede observar las distribuciones de probabilidad acumulativa del estadístico KSI tanto para las medidas del piranómetro, como para cada uno de los modelos calculados, teniendo una mayor cercanía entre el piranómetro y la serie sintética que entre el piranómetro y Michalsky.

Lo anterior también se puede demostrar numéricamente, ya que la serie que tenga un menor KSI se aproxima más al piranómetro. Con el programa Matlab se han obtenido dichos valores:

- KSI_Michalsky = 53.10
- KSI_SerieSint = 10.36

Con esto, queda demostrado lo explicado anteriormente, acercándose en mayor medida la estimación de la Serie sintética a las mediciones del piranómetro que el modelo de J.J. Michalsky.

Se realiza la misma comprobación para la estación de Estados Unidos.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

- Estación de California, EEUU.

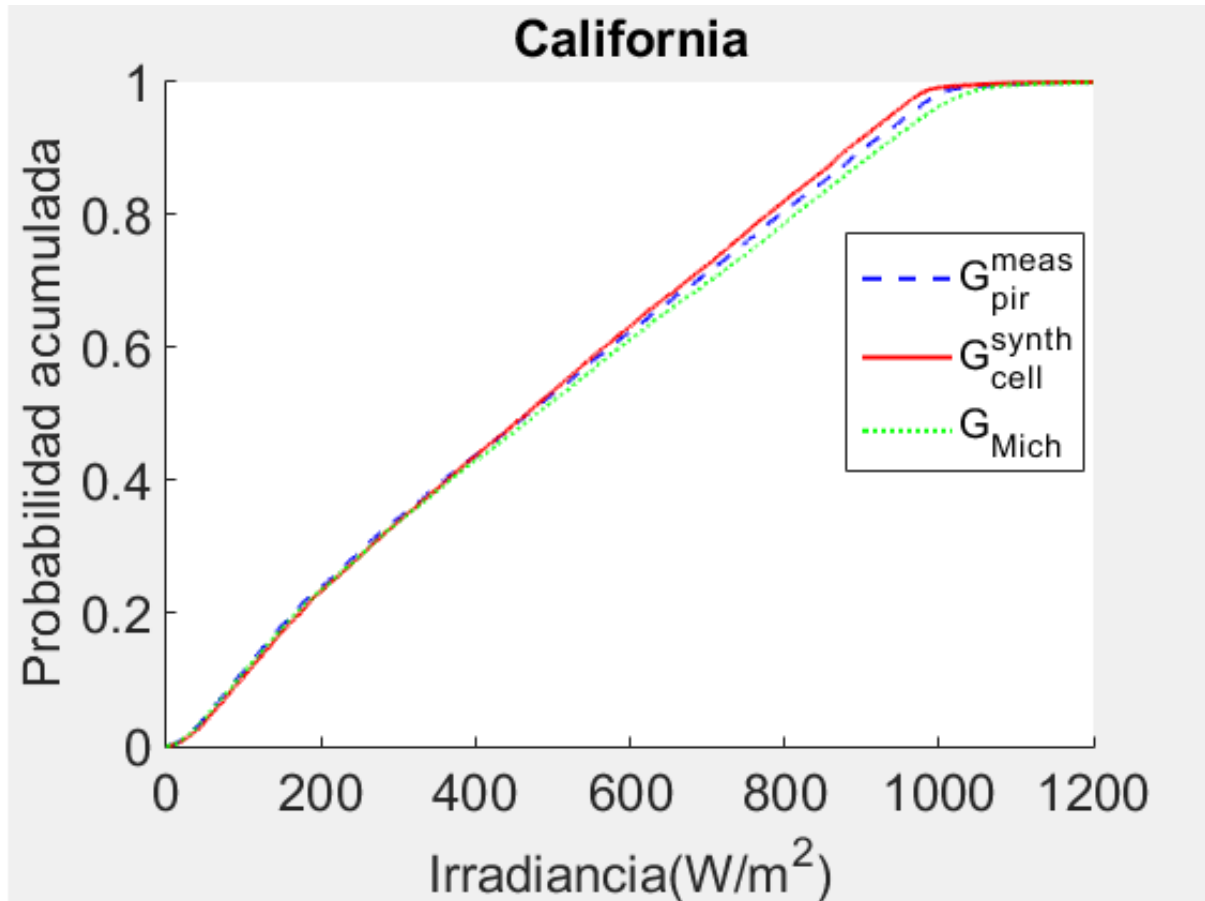


Ilustración 5.10. Gráfica de probabilidad acumulada del estadístico KSI para California.

Se observa gráficamente como los resultados son muy parecidos a los obtenidos para Sevilla, las diferencias se podrán apreciar mejor numéricamente:

- $KSI_{\text{Michalsky}} = 11.51$
- $KSI_{\text{SerieSint}} = 9.60$

Con estos resultados se refuerza lo anteriormente mencionado para Sevilla, donde la serie sintética comete un error menor que Michalsky con respecto a las medidas del piranómetro.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

5.3 Representación de errores

Se calculan los errores de las medidas de la serie sintética y de Michalsky, tomando como valor real la medida tomada por el piranómetro, con alternancia de días buscando diferentes condiciones climáticas.

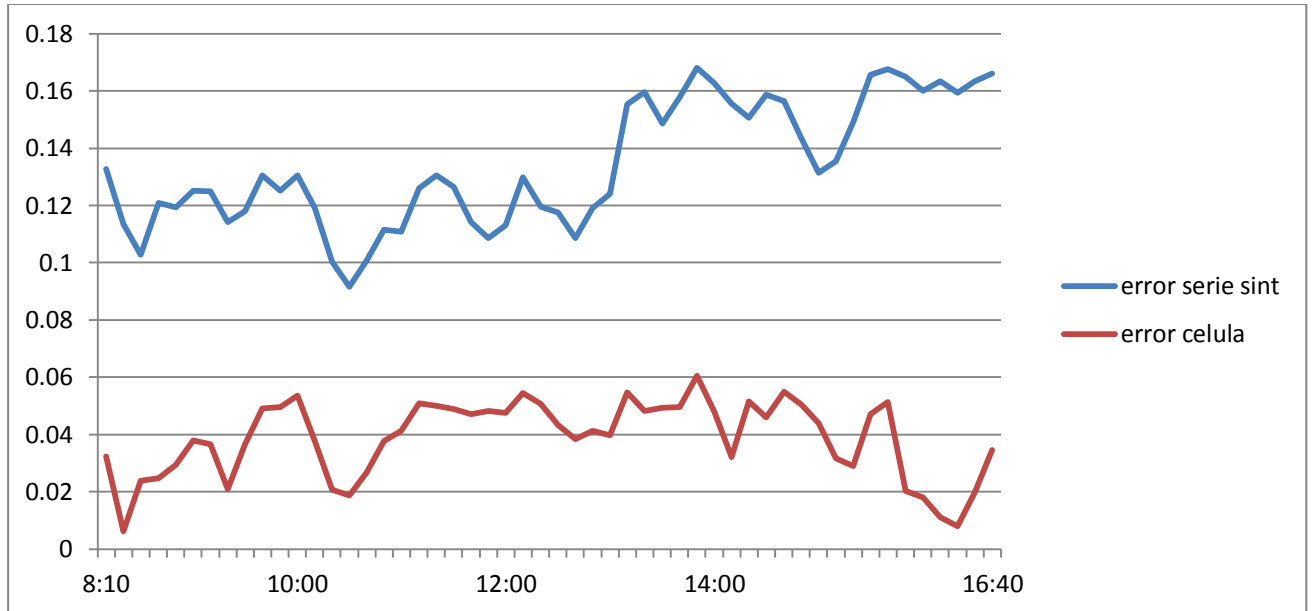


Ilustración 5.11. Gráficas de errores de la irradiancia global horizontal para el día 9 de enero.

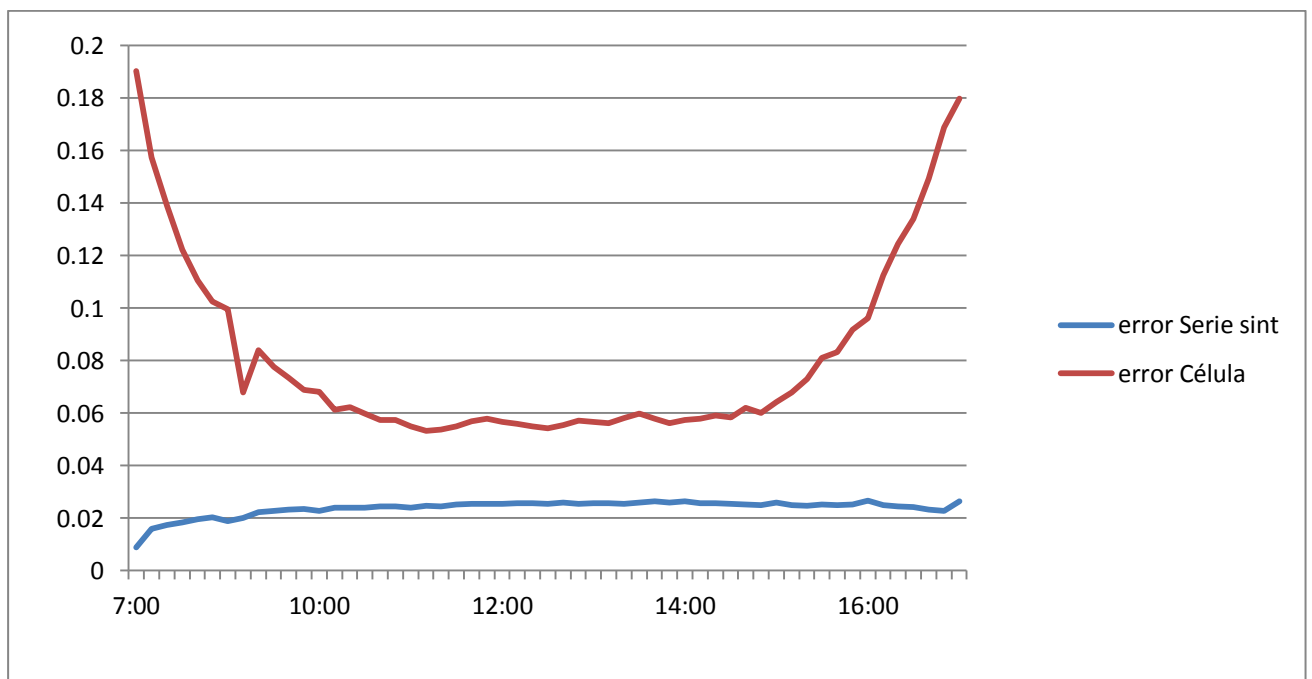


Ilustración 5.12. Gráficas de errores de la irradiancia global horizontal para el día 27 de marzo.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

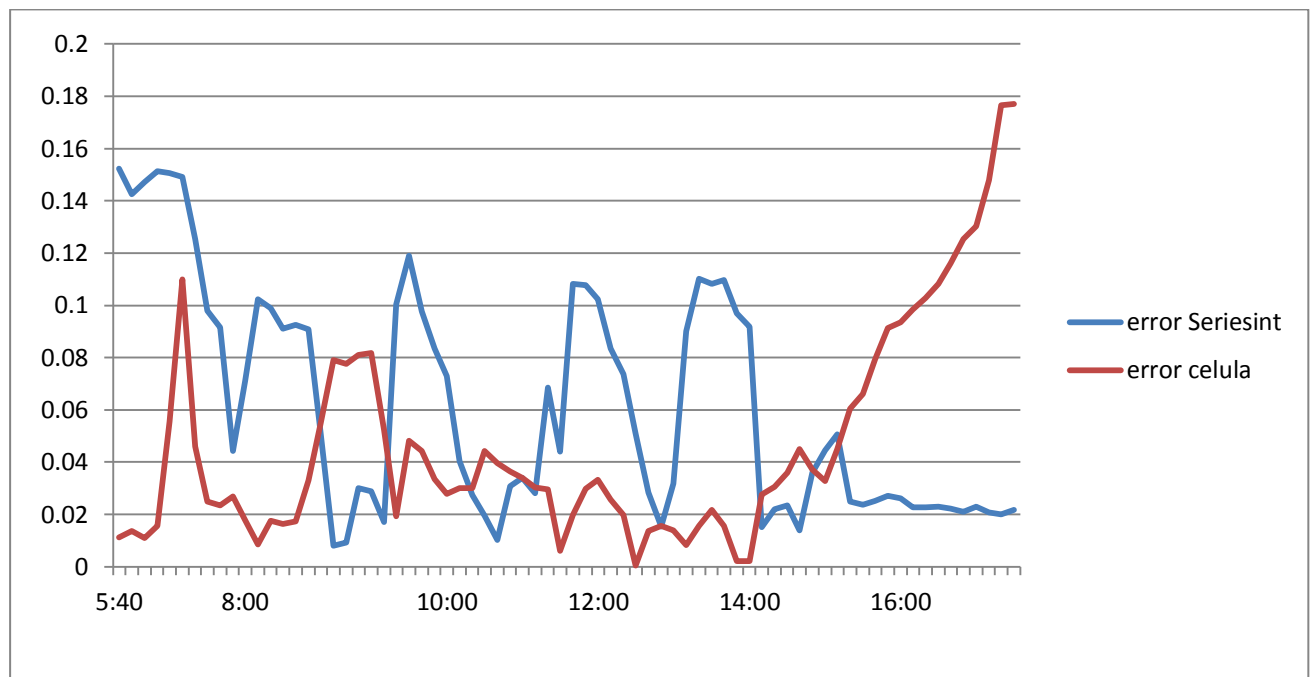


Ilustración 5.13. Gráficas de errores de la irradiancia global horizontal para el día 26 de mayo.

6 CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE TRABAJO FUTURAS

- Conclusiones.

Destacar como conclusión que se han alcanzado los objetivos planteados en el desarrollo de este trabajo. En el que se han implementado dos modelos capaces de generar la irradiancia global horizontal de un piranómetro a partir de datos de una célula fotovoltaica. El primero de ellos, trata de una serie sintética de datos simula las mediciones del piranómetro, este modelo se ha tomado del proyecto “Modelo para relacionar la radiación solar medida con célula fotovoltaica-piranómetro”.

Por otro lado, se ha utilizado con el mismo fin un modelo desarrollado en 1991 por J.J. Michalsky, capaz de simular las mediciones de irradiancia que llegan a la tierra mediante unos factores correctores que corrigen las mediciones tomadas por la célula fotovoltaica.

Ambos modelos se han aplicado a un año completo para Sevilla y California. Comparando ambos modelos se observa que en general el modelo de la serie sintética se adapta mejor, se debe a que en el modelo de la serie sintética intervienen un mayor número de variables, lo que provoca que sea mucho más exacto y se aproxime más a lo que captaría el piranómetro, cabe destacar casos excepcionales como en días nublados, o en momentos del día en los que la radiación es baja, donde el modelo de Michalsky se adapta mejor, al ser la altura solar menor, lo que en consecuencia hace que el factor corrector mostrado en la Figura 1, tome un valor inferior y cercano a 1, lo que hace que no se dispare el valor de la irradiancia captada

Con cada uno de los términos calculados en el análisis estadístico se refuerza lo mencionado anteriormente, en el que el error cometido por la serie sintética con respecto a las medidas del piranómetro es menor al error cometido por el método de Michalsky con respecto a las medidas del piranómetro.

Por tanto, se demuestra que todos los modelos consiguen disminuir los errores y se puede afirmar que los modelos son válidos independientemente del emplazamiento en el que sea utilizado.

- Líneas de trabajo futuras.

Como consecuencia de la realización de este trabajo se pueden plantear diversas líneas de trabajo futuras a fin de conseguir mejorar los resultados.

Aumentar el número de estaciones en las que se aplican cada uno de los modelos, a fin de observar diversidad en los resultados, llegando a un modelo válido para cualquier emplazamiento y capaz de trabajar en todo tipo de condiciones meteorológicas.

REFERENCIAS

- [1] E. Riley *et al.*, “Pyranometers and Reference Cells: Part 2: What Makes the Most Sense for PV Power Plants?,” *PV Mag.*, no. March, pp. 108–110, 2012.
- [2] L. Dunn, M. Gostein, and K. Emery, “Comparison of pyranometers vs. PV reference cells for evaluation of PV array performance,” *Conf. Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, pp. 2899–2904, 2012.
- [3] N. H. Reich, B. Mueller, A. Armbruster, W. van Sark, K. Kiefer, and C. Reise, “Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic?,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 20, pp. 717–726, 2012.
- [4] J. Meydbray, K. Emery, and S. Kurtz, “Pyranometers and Reference Cells, What’s the Difference?,” *PV Mag.*, no. March, pp. 108–110, 2012.
- [5] K. A. Emery *et al.*, “Methods for measuring solar cell efficiency independent of reference cell or light source,” *IEEE PV Spec. Conf*, pp. 623–628, 1985.
- [6] D. L. King, J. A. Kratochvil, and W. E. Boyson, “Measuring solar spectral and angle-of-incidence effects on photovoltaic modules and solar irradiance sensors,” *Conf. Rec. Twenty Sixth IEEE Photovolt. Spec. Conf. - 1997*, no. September, pp. 1113–1116, 1997.
- [7] F. Vignola *et al.*, “Effects of changing spectral radiation distribution on the performance of photodiode pyranometers,” *Sol. Energy*, vol. 129, pp. 224–235, 2016.
- [8] P. M. Rodrigo, E. F. Fernández, F. M. Almonacid, and P. J. Pérez-Higueras, “Quantification of the spectral coupling of atmosphere and photovoltaic system performance: Indexes, methods and impact on energy harvesting,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 163, no. January, pp. 73–90, 2017.
- [9] J. J. Pérez-López, F. Fabero, and F. Chenlo, “Experimental Solar Spectral Irradiance Until 2500 nm: Results and Influence on PV Conversion of Different Materials,” *Prog. Photovoltaics. Res. Appl.*, vol. 15, pp. 303–315, 2007.
- [10] E. F. Fernández, A. Soria-Moya, F. Almonacid, and J. Aguilera, “Comparative assessment of the spectral impact on the energy yield of high concentrator and conventional photovoltaic technology,” *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 147, pp. 185–197, 2016.
- [11] J. Polo, M. Alonso-Abella, J. A. Ruiz-Arias, and J. L. Balanzategui, “Worldwide analysis of spectral factors for seven photovoltaic technologies,” *Sol. Energy*, vol. 142, pp. 194–203, 2017.
- [12] D. Djafer, A. Irbah, and M. Zaiani, “Identification of clear days from solar irradiance observations using a new method based on the wavelet transform,” *Renew. Energy*, vol. 101, pp. 347–355, 2017.
- [13] G. Nofuentes, C. A. Gueymard, J. Aguilera, M. D. Pérez-Godoy, and F. Charte, “Is the average photon energy a unique characteristic of the spectral distribution of global irradiance?,” *Sol. Energy*, vol. 149, pp. 32–43, 2017.
- [14] M. Norton, A. M. G. Amillo, and R. Galleano, “Comparison of solar spectral irradiance measurements using the average photon energy parameter,” *Sol. Energy*, vol. 120, pp. 337–344, 2015.
- [15] Y. Nakada, H. Takahashi, K. Ichida, T. Minemoto, and H. Takakura, “Influence of clearness index and air mass on sunlight and outdoor performance of photovoltaic modules,” *Curr. Appl. Phys.*, vol. 10, no. 2 SUPPL., pp. S261–S264, 2010.
- [16] A. J. Gutiérrez-Trashorras, E. Villicaña-Ortiz, E. Álvarez-Álvarez, J. M. González-Caballín, J. Xiberta-Bernat, and M. J. Suarez-López, “Attenuation processes of solar radiation. Application to the quantification of direct and diffuse solar irradiances on horizontal surfaces in Mexico by means of an overall atmospheric transmittance,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. June 2017, pp. 93–106, 2018.
- [17] E. Nikitidou, A. Kazantzidis, and V. Salamalikis, “The aerosol effect on direct normal irradiance in Europe under clear skies,” *Renew. Energy*, vol. 68, no. February 2000, pp. 475–484, 2014.

Estimación de radiación global a partir de medidas con célula fotovoltaica.

- [18] D. L. King and D. R. Myers, "Silicon-Photodiode Pyranometers: Operational Characteristics, Historical Experiences, and New Calibration Procedures," *Conf. Rec. Twenty Sixth IEEE Photovolt. Spec. Conf. - 1997*, no. September, pp. 1285–1288, 1997.
- [19] J. J. Michalsky, R. Perez, L. Harrison, and B. LeBaron, "Spectral and temperature correction of silicon photovoltaic solar radiation detectors," *Sol. Energy*, vol. 47, no. 4, pp. 299–305, 1991.
- [20] L. Alados-Arboledas, F. J. Batlles, and F. J. Olmo, "Solar radiation resource assessment by means of silicon cells," *Sol. Energy*, vol. 54, no. 3, pp. 183–191, 1995.