



Universidad de Jaén

Centro de Estudios de Postgrado

**HERRAMIENTA SOFTWARE PARA LA
APLICACIÓN DE LA NORMA IEC 61724.
CASO DE ESTUDIO: OBTENCIÓN DE DATOS
MEDIOAMBIENTALES DE ORIGEN SATELITAL
PROPORCIONADOS POR SERVICIOS WWW DE LIBRE
ACCESO.**

Alumno: Cabrera Carrillo, Juan Carlos

Tutor: Prof. D. Juan de la Casa Higuera
Dpto: Ingeniería Electrónica y Automática.
Grupo IDEA

Septiembre, 2023

Índice

Figuras y tablas.	iv
1. Introducción.	1
2. Antecedentes.	4
2.1. Bases de datos.	4
2.2. Modelos para la trasposición.	7
2.3. Lenguajes de programación.	8
3. Objetivos.	10
4. Metodología.	12
4.1. Bases de datos utilizadas. PVGIS, POWER y CAMS.	12
4.2. Modelo utilizado para la trasposición. Muneer.	12
4.3. Lenguaje de programación. Python.	12
5. Resultados.	14
5.1. Trabajos previos.	14
5.2. Funcionalidades de la herramienta software.	16
5.3. Resultados de la validación de la herramienta software.	17
5.4. Comparación de los datos de radiación de las bases de datos utilizadas.	19
6. Conclusiones y futuras líneas de trabajo.	23
6.1. Conclusiones.	23
6.2. Futuras líneas de trabajo.	24
7. Bibliografía.	26
Anexo I. Breve descripción y manual de la herramienta software.	I
A.I.1. Nombre de la herramienta software.	I
A.I.2. Propósito.	I
A.I.3. Uso y responsabilidades.	I
A.I.4. Guía de uso.	I
A.I.5. Solución de problemas.	VI
Anexo II. Ecuaciones de trasposición.	IX
A.II.1. Irradiancia directa.	IX
A.II.2. Irradiancia difusa.	X
A.II.3. Irradiancia reflejada.	X
A.II.4. Seguimiento a un eje inclinado con orientación N-S.	XI
A.II.5. Seguimiento a dos ejes.	XI

Anexo III. Procedimiento de validación de la herramienta software.	XIII
A.III.1. Bilbao (España).....	XIV
A.III.2. Madrid (España).....	XV
A.III.3. Málaga (España).....	XVI
A.III.4. Bogotá (Colombia).	XVIII
A.III.5. Buenos Aires (Argentina).	XIX
A.III.6. Lima (Perú).....	XX
A.III.7. Santiago (Chile).	XXII

Figuras y tablas.

Figura 1. Comparación de los datos de irradiación proporcionados por CAMS y PVGIS para Madrid (España).....	20
Figura 2. Comparación de los datos de irradiación proporcionados por CAMS y POWER para Madrid (España).	20
Figura 3. Comparación de los datos de irradiación proporcionados por POWER y PVGIS para Madrid (España).	21
Figura 4. Contenido del archivo descomprimido.....	I
Figura 5. Página de registro en CAMS.....	II
Figura 6. Menú información.....	II
Figura 7. Ventana gráfica de la HS.....	III
Figura 8. Registros sin datos.	IV
Figura 9. Activación de campos con CAMS.	V
Figura 10. Procesar solicitud y progreso.	V
Figura 11. Error de conexión.	VI
Figura 12. Error al guardar los datos.	VI
Figura 13. Error de apertura de archivos.	VI
Figura 14. Error de modificación de archivos.....	VII
Figura 15. Ajuste de la irradiancia global. Bilbao (España), incl. 10º.....	XIV
Figura 16. Ajuste de la irradiancia global. Bilbao (España), incl. 20º.....	XIV
Figura 17. Ajuste de la irradiancia global. Bilbao (España), incl. 30º.....	XIV
Figura 18. Ajuste de la irradiancia global. Bilbao (España), incl. 40º.....	XV
Figura 19. Ajuste de la irradiancia global. Madrid (España), incl. 10º.....	XV
Figura 20. Ajuste de la irradiancia global. Madrid (España), incl. 20º.....	XV
Figura 21. Ajuste de la irradiancia global. Madrid (España), incl. 30º.....	XVI
Figura 22. Ajuste de la irradiancia global. Madrid (España), incl. 40º.....	XVI
Figura 23. Ajuste de la irradiancia global. Málaga (España), incl. 10º.....	XVI
Figura 24. Ajuste de la irradiancia global. Málaga (España), incl. 20º.....	XVII
Figura 25. Ajuste de la irradiancia global. Málaga (España), incl. 30º.....	XVII
Figura 26. Ajuste de la irradiancia global. Málaga (España), incl. 40º.....	XVII
Figura 27. Ajuste de la irradiancia global. Bogotá (Colombia), incl. 10º.....	XVIII
Figura 28. Ajuste de la irradiancia global. Bogotá (Colombia), incl. 20º.....	XVIII
Figura 29. Ajuste de la irradiancia global. Bogotá (Colombia), incl. 30º.....	XVIII
Figura 30. Ajuste de la irradiancia global. Bogotá (Colombia), incl. 40º.....	XIX
Figura 31. Ajuste de la irradiancia global. Buenos Aires (Argentina), incl. 10º.....	XIX
Figura 32. Ajuste de la irradiancia global. Buenos Aires (Argentina), incl. 20º.....	XIX
Figura 33. Ajuste de la irradiancia global. Buenos Aires (Argentina), incl. 30º.....	XX
Figura 34. Ajuste de la irradiancia global. Buenos Aires (Argentina), incl. 40º.....	XX
Figura 35. Ajuste de la irradiancia global. Lima (Perú), incl. 10º.....	XX
Figura 36. Ajuste de la irradiancia global. Lima (Perú), incl. 20º.....	XXI
Figura 37. Ajuste de la irradiancia global. Lima (Perú), incl. 30º.....	XXI
Figura 38. Ajuste de la irradiancia global. Lima (Perú), incl. 40º.....	XXI
Figura 39. Ajuste de la irradiancia global. Santiago (Chile), incl. 10º.....	XXII
Figura 40. Ajuste de la irradiancia global. Santiago (Chile), incl. 20º.....	XXII
Figura 41. Ajuste de la irradiancia global. Santiago (Chile), incl. 30º.....	XXII
Figura 42. Ajuste de la irradiancia global. Santiago (Chile), incl. 40º.....	XXIII
Tabla 1. Resultados del modelo de trasposición.....	18
Tabla 2. Resultados de la comparación de los datos de radiación de las bases de datos.....	19

1. Introducción.

Al instalar un sistema fotovoltaico se busca que satisfaga las necesidades de generación de energía eléctrica que se definieron durante la fase de proyecto. Éstas dependen de su potencia, características constructivas y de las magnitudes meteorológicas a las que va a operar el sistema según su ubicación, principalmente la radiación solar recibida¹.

Esto es así cuando el sistema opera en condiciones ideales. Sin embargo, pueden surgir problemas eléctricos, de aislamiento, de suciedad, de sombreado, de mismatch, etc. que hagan que no se cumplan las expectativas de producción. Solo una correcta monitorización del sistema permitirá que se emita un juicio válido sobre su funcionamiento.

Este trabajo se enmarca en la aplicación de la norma IEC 61724, "*Rendimiento del sistema fotovoltaico*", concretamente en su parte 1 "*Monitorización*" [1], que además de servir de orientación para la elección del sistema de monitorización, define una serie de parámetros para evaluar el desempeño del sistema fotovoltaico. Estos parámetros son:

- **Rendimientos** (también conocidos como **yields**), que definen la energía producida por unidad de potencia (por tanto, tienen unidades de tiempo). Uno de ellos es el rendimiento energético del campo fotovoltaico Y_A , que está relacionado con la producción de energía del generador. Por otra parte, están el rendimiento final del sistema Y_f , que es función de la energía neta de todo el sistema fotovoltaico y el rendimiento de referencia Y_r , que proporciona el tiempo durante el cual la radiación solar tendría que estar en el nivel de irradiancia de referencia.
- **Pérdidas**, que se calculan restando los rendimientos. Están, las pérdidas de captación, L_C , que tienen en cuenta los efectos de la temperatura, la suciedad, las pérdidas en el cableado y en las conexiones, etc., antes de la medición CC. Por otra parte, las pérdidas en el balance del sistema, L_{BOS} , tienen en cuenta las pérdidas en el inversor y todos los cables y conexiones no incluidos en las pérdidas de captación.
- **Eficiencias**, que se calculan mediante el cociente de potencias o energías. Tenemos, las eficiencias del campo fotovoltaico, $\eta_{A,0}$ o η_A , que corresponden al subsistema CC, la eficiencia del sistema, η_f , que relaciona la energía del subsistema CA con la energía recibida por el generador y la eficiencia del balance del sistema, η_{BOS} , que relaciona la energía del subsistema CA con la del subsistema CC.
- **Coeficientes de rendimiento**. El PR es el cociente de la energía medida en el sistema fotovoltaico entre la que se espera que produzca según la radiación recibida. Si el período de análisis corresponde a un año, hablamos del PR_{anual} . El PR' corresponde al PR corregido en temperatura, y el coeficiente de rendimiento anual a temperatura equivalente, $PR'_{anual-eq}$, se calcula para poder compararse al coeficiente de rendimiento anual con independencia de la duración del período de informe.
- **Índices de rendimiento**. Proporcionan la relación entre la producción medida y la producción prevista para un período determinado. Se pueden evaluar en función de la potencia, definiendo el índice de rendimiento PPI , o en base a la energía, definiendo el índice de rendimiento EPI . Los índices de rendimiento de referencia también pueden expresarse en función de la potencia, $BPPI$ o en función de la energía $BEPI$.

¹ Dos términos de uso frecuente en este texto relacionados con la radiación solar son, la **irradiancia**, que corresponde a la potencia solar incidente en un plano por unidad de superficie y la **irradiación**, que es la energía solar que incide en un plano por unidad de superficie.

Para el cálculo de estos parámetros es necesario disponer de los datos de producción eléctrica y de las magnitudes meteorológicas a las que ha operado el sistema fotovoltaico, siendo imprescindibles la radiación solar recibida en el plano del generador y la temperatura de operación de los módulos, directamente relacionada con la temperatura ambiente, aunque, en función de la complejidad de los modelos utilizados, otras variables meteorológicas de operación pueden ser de interés (irradiancia en el plano horizontal, velocidad del viento, distribución espectral, humedad relativa, etc.).

Actualmente, casi la totalidad de los fabricantes de inversores ofrecen diferentes plataformas telemáticas o herramientas informáticas que permiten obtener los datos de producción eléctrica del sistema, tanto en su parte CC como en la de CA. También, cualquier sistema legalizado conectado a red, por pequeño que sea, debe contar, al menos, con un contador de energía CA.

Sin embargo, no siempre es viable la instalación de los sensores y el equipamiento necesarios que permiten monitorizar las magnitudes medioambientales que condicionan el desempeño de un sistema pequeño, porque suponen un desembolso que los usuarios no están dispuestos a asumir.

Una alternativa a la medida in situ de las magnitudes medioambientales necesarias que permiten obtener los parámetros de operación del sistema fotovoltaico, es obtenerlos de los servicios satelitales que ofrezcan los datos con una frecuencia de adquisición, al menos, horaria, como establece la norma IEC 61724 para el uso de datos con este origen.

Aunque estas magnitudes en tiempo real solo suelen estar disponibles en los servicios comerciales [1], por ejemplo, HELIOCLIM-3 [2] [3], existen bases de datos de acceso libre que los proporcionan con pocos días de retraso; ésta opción, al alcance de usuarios con una formación de alto nivel en la materia, puede ser inviable para un usuario que no cuente con los conocimientos necesarios.

Bajo la última hipótesis se ha desarrollado el presente Trabajo Fin de Máster (TFM). Se ha analizado el problema estudiándose diferentes posibilidades o alternativas, y se pretende realizar una contribución que ayude a paliar las carencias detectadas, de forma que los usuarios de sistemas fotovoltaicos con conocimientos básicos puedan acceder a las magnitudes medioambientales de forma fácil y gratuita.

También, se busca profundizar en el campo de la operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos, ya que, debido a la gran cantidad de sistemas existentes y a las previsiones de nuevas instalaciones, se considera que habrá una gran demanda de profesionales con capacidad para evaluar, operar y mantener estos sistemas. Además, a menudo, los promotores o propietarios de los sistemas fotovoltaicos no tienen conocimientos en este campo.

Esta memoria se organiza en siete apartados y tres anexos. En el apartado siguiente, *antecedentes*, se describen los aspectos más relevantes que han sido estudiados y analizados para la realización del presente trabajo y en el apartado 3, se enumeran los *objetivos* a alcanzar. A continuación, en el apartado 4, *metodología*, se justifica la elección de los distintos recursos y herramientas utilizadas, dejando para el apartado 5 los *resultados* logrados durante el desarrollo del trabajo. En el apartado 6 se exponen las *conclusiones y futuras líneas de trabajo*, mientras que en el apartado 7, *bibliografía*, aparecen las fuentes que se han consultado.

Por otra parte, en los anexos se presentan un breve manual de uso, las ecuaciones utilizadas y el procedimiento detallado de validación del trabajo junto con las gráficas obtenidas.

2. Antecedentes.

Aquí se describen, de manera breve, los aspectos más relevantes que han sido estudiados y analizados durante la realización del presente TFM.

2.1. Bases de datos.

Como ya se ha comentado, para poder evaluar el desempeño de un sistema fotovoltaico es fundamental conocer la radiación solar que recibe. Ésta puede calcularse a partir de la radiación solar que alcanza un plano horizontal en la localización del generador.

La radiación solar que incide sobre un plano horizontal en la superficie terrestre puede obtenerse a partir de medidas in situ (generalmente con estaciones meteorológicas) o imágenes de satélite.

En comparación a los datos satelitales, los tiempos de muestreo en estaciones meteorológicas suelen ser mayores, tienen una resolución espacial mucho menor y no uniforme debido a su dispersión, el histórico de datos puede variar de una estación a otra, pero son más precisos que los procedentes de los satélites. Para las zonas entre estaciones los datos se obtienen por interpolación, disminuyendo su precisión con la distancia entre estaciones y la no uniformidad de sus ubicaciones [3].

Los satélites presentan la ventaja de cubrir grandes áreas con una resolución casi uniforme y de disponer de colecciones de datos continuos sobre largos periodos de tiempo, aunque presentan la desventaja de que los datos de radiación que ofrecen son estimados por medio de modelos [3]. Además, es necesario procesar la ingente cantidad de información que generan, lo que puede provocar retrasos en su publicación.

Para la obtención de la radiación, los satélites miden la irradiancia que es reflejada por la superficie terrestre. Su valor se obtiene en base a modelos que predicen la condición de cielo despejado y a partir de ésta, se obtiene la irradiancia como una reducción a causa del grado de opacidad de la atmósfera [1].

Los instrumentos instalados en el satélite determinan la resolución espacial de las medidas, siendo actualmente del orden de pocos kilómetros cuadrados, por lo que los datos de irradiancia son el valor medio en un área cuadrada de las dimensiones correspondientes a su resolución. Sin embargo, las medidas en tierra aportan la irradiancia en un solo punto (la superficie del sensor) [1]. Además, como se ha comentado anteriormente, la frecuencia en la captura de los datos suele ser distinta.

Por todo esto, los valores de radiación en períodos cortos suelen mostrar diferencias que van del 10% al 20% entre los datos satelitales y los medidos in situ, aunque, para períodos mensuales o anuales, la diferencia se reduce a un porcentaje que va desde menos del 1% hasta el 5% [1].

A la hora de seleccionar una base de datos (en adelante BD) hay que tener en cuenta [3]:

- El histórico de datos disponibles.
- La resolución temporal.
- La cobertura espacial.
- La resolución espacial.
- Variables proporcionadas y obtención de los datos (medidos, modelados, híbrido).
- La hora que acompaña a los datos.
- Disponibilidad (acceso libre con registro o sin registro, o de pago).

Las BD de radiación solar pueden clasificarse por:

- Cobertura geográfica:
 - Bases de datos globales. Proporcionan datos de radiación solar de todo el mundo.
 - Bases de datos regionales. Se centran en una región geográfica específica.
- Fuentes de datos:
 - Datos medidos directamente.
 - Datos satelitales. Como se ha comentado anteriormente, éstos utilizan un modelo para obtener los datos a partir de imágenes, y suelen calibrarse y validarse con mediciones directas para garantizar su precisión [3].
 - Satélites geoestacionarios. Proporcionan una alta resolución temporal con una resolución espacial de pocos kilómetros, pero están limitados a un campo de visión de unos 120° de amplitud, tanto en latitud como en longitud [3].
 - Satélites de órbita polar. Tienen una resolución temporal menor, pero ofrecen cobertura global [3].
- Acceso y disponibilidad:
 - Bases de datos de acceso público gratuito. Algunas bases de datos son de libre acceso para el público, requiriendo un registro o sin necesidad de éste.
 - Bases de datos privadas o de pago. Otras bases de datos pueden requerir una solicitud de acceso o estar disponibles solo para investigadores y organizaciones específicas debido a restricciones de uso o derechos de propiedad intelectual.

Algunos ejemplos de bases de datos que obtienen sus datos medidos directamente por estaciones en tierra son:

- **BSRN - Baseline surface radiation network** [4]. Los datos que proporciona son utilizados para la validación y confirmación de las estimaciones de datos satelitales. Forma parte del proyecto del Data and Analysis Panel del Global Energy and Water Exchange (GEWEX) que tiene como objetivo detectar cambios importantes en la radiación que alcanza la superficie de la Tierra y que puedan estar relacionados con el cambio climático.
- **MIDC - Measurement and instrumentation data center** [5]. Proporciona datos procedentes de 36 estaciones de medida basadas en territorio estadounidense.
- **AEMET - Agencia estatal de meteorología** [6]. Su función es el desarrollo, implantación, y prestación de los servicios meteorológicos de competencia del Estado y el apoyo al ejercicio de otras políticas públicas y actividades privadas en España. Cuenta con 96 observatorios con personal propio de la agencia, 814 estaciones automáticas de observación, 60 estaciones de medida de radiación, además de otras estaciones y equipos.

Por otro lado, en este trabajo se han analizado las siguientes bases de datos que ofrecen información de origen satelital:

- **PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System** [7], (en adelante PVGIS). De acceso libre y sin registro, proporciona información de radiación solar, temperatura ambiente, viento, etc., y de estimación de la producción eléctrica de instalaciones fotovoltaicas para localizaciones en Europa, África y gran parte de Asia y América [8]. Dispone de datos mensuales, diarios y horarios, pudiendo proporcionar para éstos últimos la irradiancia en un

plano fijo o con seguimiento a uno o dos ejes. También dispone de datos horarios de irradiancia en el plano horizontal y de temperatura ambiente del año meteorológico típico [9] (TMY del inglés “*typical meteorological year*”). Los datos más recientes son del 2020.

- **POWER - Prediction Of Worldwide Energy Resources** [10], (en adelante POWER). El proyecto POWER del Langley Research Center (LaRC) de la NASA se inició para mejorar los datos disponibles para energía renovable y generar otros a partir de nuevos sistemas satelitales. Se centra en tres campos: la energía renovable, los edificios sostenibles y la agro-climatología. Además de muchas otras magnitudes y sin necesidad de registro, provee datos horarios de irradiancia en el plano horizontal y de temperatura ambiente con cobertura mundial. Actualmente hay datos horarios de irradiancia disponibles desde enero de 2001 hasta el 1 de junio de 2023, aunque los de temperatura llegan hasta la actualidad (con dos o tres días de retraso).
- **CAMS solar radiation time-series** [11], (en adelante CAMS). Su objetivo es satisfacer las necesidades para el desarrollo de políticas nacionales y europeas, tanto en el ámbito privado como en el público, para la integración de sistemas de energía solar en las redes de suministro de energía. Previo registro, se pueden descargar valores de irradiación horaria en el plano horizontal, desde el 2004 hasta la actualidad (con un retraso de 2 o 3 días), aunque no ofrece datos de temperatura ambiente. Tiene una cobertura de Europa, África, Oriente Medio, océano Atlántico y este de América del Sur.

2.2. Modelos para la trasposición.

Una vez que se dispone de la radiación en el plano horizontal hay que obtener la que incide en el plano del generador, ya que, con el fin de maximizar la producción a lo largo del año o por exigencias de instalación, el generador fotovoltaico suele tener su superficie inclinada, ya sea con una posición de montaje fija o en un sistema con seguimiento solar.

La radiación global que incide en el plano del generador es la suma de la radiación directa, la difusa y la reflejada. La componente directa de la radiación es la que llega directamente desde el Sol al plano considerado sin sufrir desviación y su cálculo se basa en cuestiones meramente geométricas [12].

La radiación difusa es el resultado de la interacción de la radiación solar con la atmósfera terrestre por medio de fenómenos de dispersión, atenuación y absorción, lo que provoca que esta componente no sea uniforme en toda la bóveda celeste [13]. La tercera componente llega al plano considerado reflejada desde el entorno.

Para obtener la radiación global en el plano del generador existen en la bibliografía científica modelos para su estimación a partir de la radiación global sobre el plano horizontal y sus componentes directa y difusa [12], [13], [14], [15], [16], [17].

La principal diferencia entre los diversos modelos disponibles en la literatura es el tratamiento de la componente difusa, que constituye la mayor fuente de error en la estimación, mientras que la radiación reflejada contribuye en un pequeño porcentaje y en ocasiones se ignora por completo [17]. Estos modelos pueden clasificarse en isotrópicos y anisotrópicos.

Los modelos isotrópicos asumen la suposición simplificada de que la radiación difusa está uniformemente distribuida en el cielo, lo que genera grandes errores en su estimación [12], [13], [14].

Por otra parte, se han desarrollado modelos que tratan de describir el resultado de los procesos que sufre la radiación en la atmósfera añadiendo al fondo isotrópico, la radiación difusa proveniente de la región circumsolar y/o la emitida por la banda del horizonte, denominados modelos anisotrópicos [14]. Además de estos modelos anisotrópicos de dos o tres componentes, existen modelos más complejos que intentan simular el comportamiento anisótropo de la componente difusa considerando que proviene de múltiples puntos del cielo [13].

Algunos modelos anisotrópicos consultados durante la realización de este trabajo son [15]:

- **Klucher** (1979). De tres componentes, ya que, además del fondo isotrópico, tiene en cuenta el efecto circumsolar y el de la banda del horizonte.
- **Hay-Davies** (1980). No tiene en cuenta el efecto de la banda de horizonte, aunque sí la componente circumsolar.
- **Reindl** (1990). Considera tanto la radiación difusa circumsolar como la de la banda del horizonte.
- **Pérez** (1990). De dos componentes, conlleva una mayor computación mediante el uso de coeficientes derivados empíricamente.
- **Muneer** (1997). Las superficies sombreadas y las iluminadas son tratadas de forma diferente, considerando también dos componentes.

2.3. Lenguajes de programación.

Al analizar las distintas opciones que desde el punto de vista de las herramientas o lenguajes de programación existen en la actualidad, se concluyó que, gran parte de las herramientas con las que se desarrollan aplicaciones de similar alcance al de este trabajo, se realizan utilizando lenguajes de programación multiparadigma y multiplataforma.

Un lenguaje de programación multiparadigma admite varios paradigmas de programación. Un paradigma de programación es una forma particular de abordar y resolver problemas mediante la escritura de código. Los paradigmas más comunes son la programación imperativa, la programación orientada a objetos y la programación funcional [18].

Un lenguaje de programación multiparadigma proporciona flexibilidad a la hora de programar porque se pueden utilizar diferentes enfoques según las necesidades del problema que se está abordando.

Por otro lado, un lenguaje de programación multiplataforma es aquel que puede ejecutarse en múltiples plataformas o sistemas operativos sin necesidad de modificaciones significativas en el código fuente. Estos lenguajes están diseñados para que el código sea portable.

Al ser multiparadigma y multiplataforma, se simplifica el proceso de desarrollo y se promueve la reutilización del código en diferentes entornos, lo que redundará en una mayor eficiencia y productividad.

A continuación, se presentan algunos de los lenguajes de programación multiplataforma más populares.

- **Java** [19] es un lenguaje de programación orientado a objetos interpretado que se ejecuta en la máquina virtual Java (JVM), lo que lo hace altamente portable y multiplataforma. Puede ser utilizado para desarrollar aplicaciones de escritorio, aplicaciones web y aplicaciones móviles. Es uno de los lenguajes de programación más utilizados y es especialmente conocido por su seguridad.
- **C# (C Sharp)** [20] es un lenguaje de programación orientado a objetos desarrollado por Microsoft. Se utiliza principalmente en el desarrollo de aplicaciones de Windows y aplicaciones web a través del framework .NET y también se puede utilizar para desarrollar aplicaciones multiplataforma.
- **C++** [21] es una extensión del lenguaje de programación C y es ampliamente utilizado para aplicaciones de alto rendimiento y juegos. Es multiplataforma y orientado a objetos, lo que lo hace una opción popular para proyectos que requieren un alto grado de eficiencia y flexibilidad.
- **Python** [22] es un lenguaje de programación interpretado que admite programación orientada a objetos. Se puede utilizar en una amplia gama de aplicaciones, incluyendo desarrollo web, análisis de datos, inteligencia artificial y desarrollo de juegos. Es multiplataforma y está disponible para varios sistemas operativos.

3. Objetivos.

El objetivo principal de este trabajo consiste en desarrollar una herramienta software (en adelante HS) de fácil uso, que pueda servir de apoyo a usuarios, estudiantes, científicos o técnicos del campo de la ingeniería fotovoltaica en la aplicación de la norma IEC 61724. Para ello, se considera fundamental la obtención de datos de radiación y temperatura ambiente lo más recientes posible.

Estos datos van a obtenerse automáticamente de BD satelitales y tendrán una frecuencia de muestreo, como mínimo, horaria. Las BD son de acceso público gratuito (con y sin registro) y tendrán una cobertura, al menos, de Europa.

La HS podrá trasponer los datos de radiación suministrados por las BD en el plano horizontal a un plano fijo arbitrariamente orientado o con seguimiento a un eje inclinado con orientación norte-sur o a dos ejes. Para validar la bondad de la herramienta desarrollada, los datos procesados se comparan con los que ofrece una de las herramientas software comúnmente aceptadas por la comunidad científica para ese fin.

Todos los datos procesados se guardarán en un formato de archivo de uso extendido para almacenar e intercambiar datos tabulares entre sistemas.

Por último, indicar que, para el desarrollo de la HS se utiliza un lenguaje de programación multiparadigma y multiplataforma.

4. Metodología.

En este apartado se justifica la elección de los distintos recursos y herramientas para el desarrollo de la HS.

4.1. Bases de datos utilizadas. PVGIS, POWER y CAMS.

Teniendo en cuenta los requisitos exigidos a las BD satelitales enunciadas en los objetivos, se seleccionan las analizadas anteriormente, esto es, PVGIS, POWER y CAMS.

La validación de los datos de radiación proporcionados por cada una se puede encontrar en:

- “2. Validation of the satellite-based solar radiation data” [23], para PVGIS.
- “CERES Terra/Aqua Edition4A SYN1deg. Computed Fluxes – Accuracy and Validation” [24], para POWER.
- “Validation CAMS radiation service – BSRN stations” [25], para CAMS.

La base de datos CAMS proporciona datos de irradiación actuales y la pretensión de los responsables de POWER es proporcionar datos horarios de irradiancia con un retraso de entre 3 días y un mes (ver apartado 5.1), aunque actualmente se superan los 3 meses. Además, los datos proporcionados por PVGIS son los utilizados para la validación del modelo de trasposición utilizado en la HS.

4.2. Modelo utilizado para la trasposición. Muneer.

Después de comparar los resultados obtenidos con distintos modelos de trasposición con los datos descargados de PVGIS (ver apartado 5.1), el que arrojó los mejores resultados es el que se basa en el modelo de Muneer. Esto era de esperar, ya que es el modelo utilizado por esa BD [13].

Las ecuaciones para calcular la radiación directa, difusa y reflejada en el plano del generador a partir de la radiación horizontal [17] y las que devuelven el ángulo de inclinación del plano del generador y su azimut en sistemas con seguimiento [26], se presentan en el *anexo II, “Ecuaciones de trasposición”*.

4.3. Lenguaje de programación. Python.

Por otra parte, respecto a la elección del lenguaje de programación, Python es fácil de aprender y muy versátil. Hay disponible una gran cantidad de bibliotecas y frameworks de libre distribución (para la HS se ha utilizado PyCharm) que facilitan el desarrollo de aplicaciones y cuenta con una comunidad de desarrolladores muy activa y solidaria, de forma que hay disponibles infinidad de recursos en línea como documentación, tutoriales, foros y paquetes de código abierto.

Es compatible con los principales sistemas operativos, como Windows, macOS y Linux [27] y gracias a su sintaxis sencilla y la disponibilidad de bibliotecas especializadas, se pueden desarrollar soluciones rápidas y efectivas con menos líneas de código. Además, la programación en Python es una aptitud muy demandada.

Por todo esto es el lenguaje elegido para el desarrollo de la HS.

5. Resultados.

En este apartado se presentan las tareas previas llevadas a cabo antes de la realización de este TFM, las funcionalidades de la HS, los resultados obtenidos en la evaluación del modelo utilizado para la trasposición y la comparación de los datos de radiación horizontal proporcionados por las BD utilizadas. La HS está disponible para su libre descarga en la siguiente dirección URL:

<https://zenodo.org/record/8328256>

5.1. Trabajos previos.

A lo largo del Máster se han encontrado modelos para la trasposición de las componentes de la radiación desde el plano horizontal a un plano arbitrariamente orientado, como son los que se pueden encontrar en el tema del profesor Micheli *“Radiación sobre superficies inclinadas y con seguimiento”* [28], en el artículo del CIEMAT *“Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red”* [29] o en la tesis doctoral del tutor de este TFM, *“Contribución a la ingeniería de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Definición de nuevos parámetros para su caracterización y análisis”* [30]. Por otra parte, a partir de las referencias que aparecen en las páginas de documentación de PVGIS se llegó al artículo *“A new GIS-based solar radiation model and its application to photovoltaic assessments”* [17]. Con esta información se desarrolló, previamente al trabajo de programación, una hoja de cálculo para comparar los datos ofrecidos por PVGIS con los resultados obtenidos con los modelos de trasposición.

Para las ecuaciones de seguimiento solar se evaluaron tanto las proporcionadas en el artículo del CIEMAT citado en el párrafo anterior [29], como las proporcionadas por la librería pvlib [31] de Python, aunque finalmente se utilizó el artículo *“Analysis of one-axis tracking strategies for PV systems in Europe”* [26] para obtener la ecuación del ángulo de giro del plano del generador y por relaciones trigonométricas se dedujeron las ecuaciones que proporcionan su inclinación y su azimut (ver *anexo II, “Ecuaciones de trasposición”*).

A continuación, y siguiendo la última parte del tema del profesor Micheli [3], *“Ángulos Solares, componentes de la radiación, bases de datos”*, se estudiaron las distintas BD que aparecen ahí, usándose como principales fuentes de información para las utilizadas por la HS las siguientes:

- *“PVGIS data sources & calculation methods”* [23].
- *“POWER Docs”* [32].
- *“CAMs solar radiation time-series: data documentation”* [33].

Respecto a la BD POWER, se solicitó información a los responsables del proyecto acerca de la disponibilidad de datos recientes de radiación horaria, a lo que contestaron que hay que asumir un retraso mínimo de entre 3 días y un mes.

También, por alguna conferencia seguida en el Máster y por el tutor de este TFM se supo de la existencia de APIs a través de las cuales se pueden obtener automáticamente datos de las BD utilizadas. La información para el uso de las APIs se obtuvo de:

- *“API Non-Interactive Service”* [34] para PVGIS.
- *“NASA POWER | Docs. Hourly API”* [35], para POWER.
- *“CAMs solar radiation time-series. Download data”* [36], para CAMS.

Con toda esta información, y partiendo de los tutoriales, *“Python for everybody. Exploring data using Python 3”* [37] y *“Aprende Python”* [38], se adquirieron las competencias necesarias para empezar a programar. Conforme fueron surgiendo necesidades concretas en el desarrollo de la HS se consultaron diversas fuentes en la red, aunque, debido a la infinidad de recursos, se cita la utilizada con más frecuencia, concretamente, la documentación de la *“Python Software Foundation”* [39].

5.2. Funcionalidades de la herramienta software.

Una vez llevado a cabo el trabajo previo se implementa la HS, cuyas funcionalidades se describen aquí.

Los datos que puede descargar la HS de cada una de las BD y el procesamiento que hace de ellos se presentan a continuación². En los tres casos se puede elegir un generador fotovoltaico fijo arbitrariamente orientado, o con seguimiento a un eje inclinado con orientación N-S o a dos ejes.

- **PVGIS** (versión 5.2). Proporciona directamente la irradiancia horaria en el plano del generador (componentes directa, difusa y reflejada), así como la temperatura ambiente. También se ofrece la posibilidad de descargar datos horarios de temperatura ambiente y de irradiancia en el plano horizontal (componentes global y difusa) del año meteorológico típico, que la HS puede trasponer al plano del generador (componentes directa, difusa y reflejada). Los datos van acompañados de la hora universal u hora de Greenwich.
- **POWER**. Se descargan datos de temperatura ambiente e irradiancia horaria en el plano horizontal (componentes global y difusa) que son procesados para obtener los de irradiancia en el plano del generador (componentes directa, difusa y reflejada). En este caso los datos están acompañados de la hora solar local³.
- **CAMS**. Se descargan datos horarios de irradiación en el plano horizontal (componentes global y difusa) que se procesan para obtener la irradiación en el plano del generador (componentes directa, difusa y reflejada), aunque, al no disponer de datos de temperatura ambiente, la HS ofrece la posibilidad de descargarlos de la BD POWER. Al igual que para POWER, los datos procesados se guardan con la hora solar local.

Tanto los datos descargados como los procesados se guardan en un archivo CSV en el directorio “datos”, manteniendo el formato de hora con el que se obtienen de cada BD. El nombre del archivo se construye como:

Base de datos + “-Tipo_” + tipo de sistema + “-Incl_” + inclinación + “-Lat_” + latitud + “-Long_” + longitud + “-Azim_” + azimut + “-Desde_” + fecha inicial + “-Hasta_” + fecha final + “.csv”

en donde *Base de datos* es la BD de la que proceden los datos (para el año meteorológico típico es “TMY_PVGIS”), *tipo de sistema* indica si es *Fijo*, con seguimiento a un *Eje_N-S* o a *Dos_ejes*, *inclinación* es la inclinación del plano o del eje (si el sistema es con seguimiento a un eje orientado N-S), *latitud*, *longitud* y *azimut*, se explican por sí mismos y, por último, *fecha inicial* y *fecha final* son las fechas entre las que se enmarcan los datos.

² En el *anexo I “Breve descripción y manual de la HS”* se pueden encontrar más detalles.

³ A las doce del mediodía el Sol está en su posición más alta respecto al horizonte en la localización considerada.

5.3. Resultados de la validación de la herramienta software.

En base a los objetivos, los datos de radiación generados por el modelo de trasposición implementado en la HS deben ser validados. Para esto, se seleccionaron 7 localidades en Europa y América del Sur y en cada una de ellas se analizaron cuatro ángulos para el plano inclinado.

Utilizando el modelo de trasposición sobre los datos horarios satelitales de radiación en el plano horizontal se calculó la radiación global sobre el plano inclinado. Se compararon los valores calculados con los proporcionados por PVGIS y se representaron gráficamente unos frente a otros, obteniéndose la recta de regresión y el coeficiente de determinación, R^2 . Para más detalles consultar el *anexo III, "Procedimiento de validación de la herramienta software"*, en donde también aparecen las citadas gráficas.

Se calculó el error cuadrático medio para cada localización e inclinación con la expresión

$$RMSE = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_i (G_{i,PVGIS} - G_{i,cal})^2}}{\frac{1}{N} \sum_i G_{i,PVGIS}} \cdot 100$$

en donde $G_{i,PVGIS}$ es la irradiancia global horaria en el plano inclinado descargada de PVGIS y $G_{i,cal}$ es la irradiancia global horaria en el plano inclinado calculada. N es el número de registros que cumplen que tanto la irradiancia global en el plano inclinado descargada de PVGIS como la calculada es mayor a 50 W/m^2 (el resto no se consideran). El coeficiente de determinación se obtiene como

$$R^2 = \frac{S_{PVGIS,cal}^2}{S_{PVGIS}^2 \cdot S_{cal}^2}$$

en donde

$$S_{PVGIS}^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (G_{i,PVGIS} - \bar{G}_{PVGIS})^2}{N} \quad S_{cal}^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (G_{i,cal} - \bar{G}_{cal})^2}{N}$$

$$S_{PVGIS,cal} = \frac{\sum_{i=1}^N (G_{i,PVGIS} - \bar{G}_{PVGIS})(G_{i,cal} - \bar{G}_{cal})}{N}$$

y los valores medios

$$\bar{G}_{PVGIS} = \frac{\sum_{i=1}^N G_{i,PVGIS}}{N} \quad \bar{G}_{cal} = \frac{\sum_{i=1}^N G_{i,cal}}{N}$$

En la siguiente tabla se presentan los resultados obtenidos.

Hemisferio Norte				Hemisferio Sur			
Situación	Inclinación	R ²	RMSE	Situación	Inclinación	R ²	RMSE
Bilbao (España) Lat. 43,263 Long. -2,935	10°	1	0,532%	Buenos Aires (Argentina) Lat. -34,622 Long. -58,456	10°	1	0,781%
	20°	0,9999	1,036%		20°	0,9999	1,053%
	30°	0,9998	1,548%		30°	0,9998	1,435%
	40°	0,9997	2,056%		40°	0,9998	1,782%
Madrid (España) Lat. 40,525 Long. -3,772	10°	1	0,544%	Lima (Perú) Lat. -12,059 Long. -77,064	10°	1	0,442%
	20°	0,9999	1,049%		20°	0,9999	0,862%
	30°	0,9998	1,523%		30°	0,9999	1,125%
	40°	0,9997	1,970%		40°	0,9998	1,449%
Málaga (España) Lat. 36,719 Long. -4,424	10°	1	0,482%	Santiago (Chile) Lat. -33,457 Long. -70,65	10°	1	0,724%
	20°	0,9999	0,941%		20°	0,9999	1,279%
	30°	0,9999	1,376%		30°	0,9998	1,435%
	40°	0,9998	1,791%		40°	0,9997	1,824%
Bogotá (Colombia) Lat. 4,653 Long. -74,084	10°	1	0,396%				
	20°	0,9999	0,821%				
	30°	0,9999	1,274%				
	40°	0,9998	1,774%				

Tabla 1. Resultados del modelo de trasposición.

Como muestra la tabla, los resultados reflejan una gran coincidencia entre los datos calculados y los obtenidos de PVGIS, aumentando ésta conforme disminuye la inclinación del plano.

5.4. Comparación de los datos de radiación de las bases de datos utilizadas.

A título informativo se llevó a cabo una comparativa de los datos de radiación horizontal ofrecidos por las BD utilizadas por la HS.

Se consideró más acertado hacer la comparativa con la irradiación diaria en lugar de horaria, debido a que la hora de los datos procedentes de PVGIS es distinta a la de los datos de las otras dos BD y que el procedimiento para obtenerlos también difiere entre las tres [23], [33], [40]. La comparativa se llevó a cabo con los datos de irradiación horaria en el plano horizontal correspondientes al año 2020 proporcionada por las BD utilizadas por la HS, para la localización en Madrid. Para el cálculo del RMSE se utilizó la expresión

$$RMSE = \frac{\sqrt{\frac{1}{366} \sum_i (H_{i,A} - H_{i,B})^2}}{\frac{1}{366} \sum_i H_{i,A}} \cdot 100$$

en donde $H_{i,A}$ y $H_{i,B}$ son las irradiaciones globales horizontales diarias que proporciona cada BD, obtenidas al sumar la irradiación horaria a lo largo de cada día. El coeficiente de determinación se obtuvo como

$$R^2 = \frac{S_{A,B}^2}{S_A^2 \cdot S_B^2}$$

en donde

$$S_A^2 = \frac{\sum_{i=1}^{366} (H_{i,A} - \bar{H}_A)^2}{366} \quad S_B^2 = \frac{\sum_{i=1}^{366} (H_{i,B} - \bar{H}_B)^2}{366} \quad S_{A,B} = \frac{\sum_{i=1}^{366} (H_{i,A} - \bar{H}_A)(H_{i,B} - \bar{H}_B)}{366}$$

siendo

$$\bar{H}_A = \frac{\sum_{i=1}^{366} H_{i,A}}{366} \quad \bar{H}_B = \frac{\sum_{i=1}^{366} H_{i,B}}{366}$$

los valores medios de las irradiaciones.

En la siguiente tabla, aparecen representados el error cuadrático medio y el coeficiente de determinación de la regresión lineal de la comparación entre las tres bases de datos.

	Bases de datos comparadas	RMSE	R ²
Madrid (España) latitud 40,525° longitud -3,772°	CAMS vs. PVGIS	6,0%	0,9979
	CAMS vs. POWER	9,4%	0,9954
	POWER vs. PVGIS	9,0%	0,9943

Tabla 2. Resultados de la comparación de los datos de radiación de las bases de datos.

Se puede observar una discrepancia importante entre los valores de irradiación, siendo ésta más acusada entre la BD POWER y las otras dos. A este respecto hay que tener en cuenta que cada una de las fuentes generan los datos de radiación de distinta forma.

Por ejemplo, PVGIS utiliza una fotografía de satélite para cada hora [23], mientras que POWER obtiene la irradiancia como el valor medio de cada hora [40] y CAMS, que es la única de las tres que proporciona la irradiación, la obtiene por integración de los valores de irradiancia a lo largo de cada hora [33].

En las tres figuras siguientes se representa la comparación entre la irradiación diaria en el plano horizontal que proporcionan las bases de datos para la localización de Madrid.

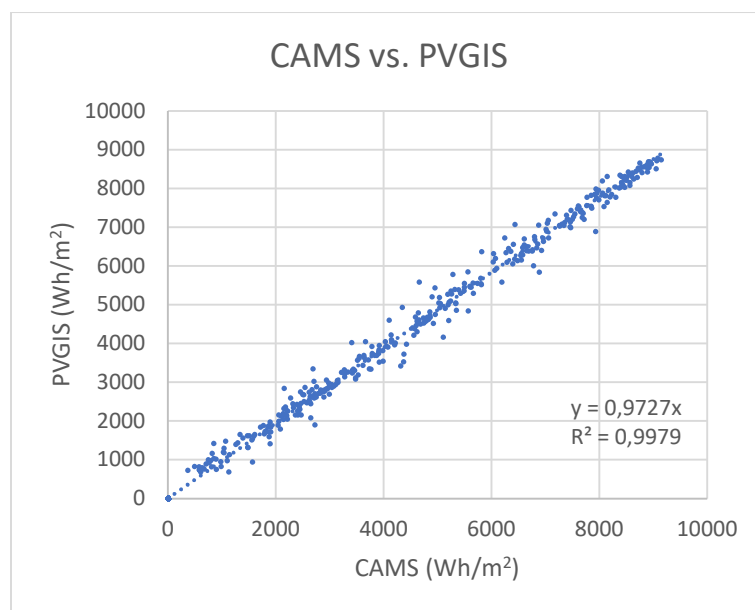


Figura 1. Comparación de los datos de irradiación proporcionados por CAMS y PVGIS para Madrid (España).

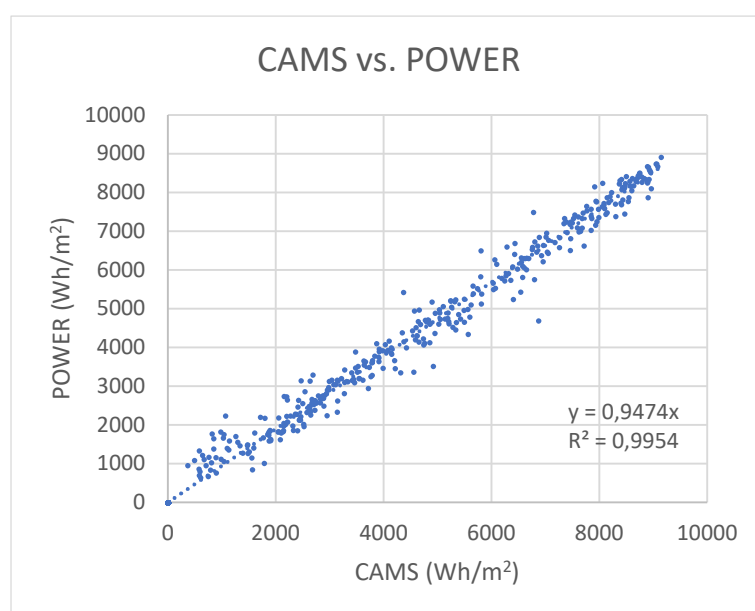


Figura 2. Comparación de los datos de irradiación proporcionados por CAMS y POWER para Madrid (España).

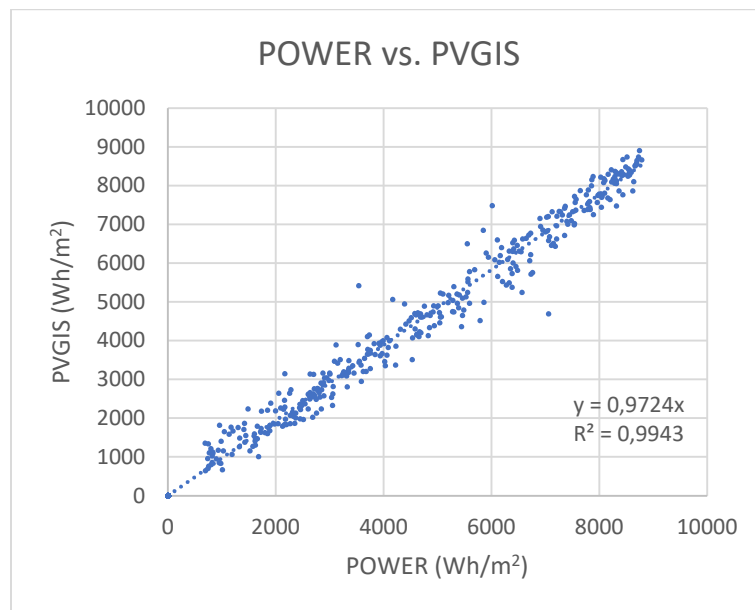


Figura 3. Comparación de los datos de irradiación proporcionados por POWER y PVGIS para Madrid (España).

6. Conclusiones y futuras líneas de trabajo.

Por último, aquí se presentan las conclusiones a las que se llega después de desarrollar este trabajo y algunas propuestas que se considera que podrían ser interesantes para ampliarlo.

6.1. Conclusiones.

En relación a la HS, se ha desarrollado en un lenguaje multiparadigma, lo que ha proporcionado flexibilidad para su desarrollo, y multiplataforma, lo que permite su portabilidad a distintos sistemas operativos, ampliando así el público objetivo.

Como los datos se obtienen de BD de acceso libre, el usuario los obtiene gratuitamente. Además, algunos de estos datos permitirían la evaluación del comportamiento de los sistemas fotovoltaicos con un retraso de pocos días.

La HS puede descargar datos de temperatura ambiente de la BD POWER y procesar los datos de radiación en el plano horizontal descargados de ésta y de CAMS para obtener la radiación horaria en el plano del generador. También puede descargar de PVGIS los datos de temperatura ambiente y de radiación horaria en el plano del generador y, además, ofrece la posibilidad de descargar los datos de temperatura ambiente y de radiación en el plano horizontal del año meteorológico típico y de trasponerlos al plano del generador. Con todas las BD se puede seleccionar que el generador fotovoltaico tenga una posición de montaje fija con orientación arbitraria, o con seguimiento a un eje inclinado con orientación N-S o a dos ejes.

Tanto los datos descargados como los procesados se guardan en el mismo archivo con formato CSV (del inglés "*comma-separated values*"), que es un formato de archivo ampliamente utilizado para almacenar e intercambiar datos tabulares entre sistemas y para la importación y exportación de datos en hojas de cálculo.

Por otra parte, respecto a la validación de la HS, varios estudios corroboran la validez del modelo utilizado por el recurso web PVGIS y los datos que proporciona están aceptados por la comunidad científica [12], [13], [14], [15]. Así, considerando los buenos resultados obtenidos al comparar los datos de radiación en el plano inclinado obtenidos de PVGIS con los proporcionados por el modelo de trasposición implementado en la HS, se pone de manifiesto su bondad.

En base a esto, se considera que, con el desarrollo de este texto y de la HS, se han alcanzado los objetivos planteados inicialmente para este TFM.

6.2. Futuras líneas de trabajo.

Se considera que sería interesante la ampliación de las funcionalidades de la HS ofreciendo la posibilidad de estimar la producción eléctrica del sistema fotovoltaico considerado, teniendo en cuenta los efectos del uso de diferentes tecnologías de módulos para el generador, de las pérdidas por reflexión, del efecto de la temperatura ambiente y de la presencia de viento, del mismatch, de la suciedad, de las pérdidas en el cableado de CC, etc.

Respecto al subsistema CA, incluir la posibilidad de utilizar un modelo de rendimiento para el inversor y de considerar las pérdidas en el cableado y en el transformador, en su caso.

Por último, implementar funciones que ofrezcan los parámetros de rendimiento del sistema recogidos en la IEC 61724, comparar automáticamente los datos obtenidos por la HS con los datos reales de funcionamiento a través de los índices de funcionamiento que aparecen en la norma, ofrecer la posibilidad de elegir el formato de hora que acompaña a los datos y ofrecer los resultados en forma gráfica cuando así se soliciten.

7. Bibliografía

- [1] UNEF, IEC 61724-1:2022. *Rendimiento del sistema fotovoltaico. Parte 1: Monitorización*, UNE.
- [2] SODA Solar radiation data, «Solar energy services for professionals,» [En línea]. Available: <https://www.soda-pro.com/help/helioclim/helioclim-3-overview>.
- [3] L. Micheli, *Ángulos Solares, componentes de la radiación, bases de datos*.
- [4] Global Energy and Water Exchange (GEWEX), «World radiation monitoring center - Baseline surface radiation network,» [En línea]. Available: <https://bsrn.awi.de/>.
- [5] Measurement and Instrumentation Data Center (MIDC), «Measurement and Instrumentation Data Center,» [En línea]. Available: <https://midcdmz.nrel.gov/>.
- [6] AEMET - Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, «AEMET agencia estatal de meteorología,» [En línea]. Available: https://www.aemet.es/en/conocenos/quienes_somos.
- [7] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), «PVGIS,» [En línea]. Available: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en.
- [8] JRC European Commission, «PVGIS 5.2,» [En línea]. Available: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/pvgis-releases/pvgis-52_en.
- [9] T. Huld, E. Paietta, P. Zangheri y I. P. Pascua, *Assembling Typical Meteorological Year data sets for building energy performance using reanalysis and satellite-based data*, 2018.
- [10] Langley Research Center (LaRC) NASA, «POWER project funded through the NASA Earth Science/Applied Science Program,» [En línea]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/>.
- [11] Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS), «CAMS solar radiation time-series,» [En línea]. Available: <https://ads.atmosphere.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/cams-solar-radiation-timeseries?tab=overview>.
- [12] A. M. Gracia y T. Huld, *Performance comparison of different models for the estimation of global irradiance on inclined surfaces*, JRC Technical Reports, 2013.
- [13] C. Toledo, A. M. Gracia, G. Bardizza, J. Abad y A. Ubina, *Evaluation of solar radiation transposition models for passive energy management and building integrated photovoltaics*, 2020.

- [14] C. Demain, M. Journée y C. Bertrand, *Evaluation of different models to estimate the global solar radiation on inclined surfaces*, 2012.
- [15] P. Loutzenhiser, H. Manz, C. Felsmann, P. Strachan, T. Frank y G. Maxwell, *Empirical validation of models to compute solar irradiance on inclined surfaces for building energy simulation*, 2006.
- [16] T. Muneer, *Solar radiation model for Europe*, 1990.
- [17] M. Suri y J. Hofierka, *A new GIS-based solar radiation model and its application to photovoltaic assessments*, 2004.
- [18] Wikipedia, «Paradigma de programación,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/Paradigma_de_programaci%C3%B3n.
- [19] Wikipedia, «Java (lenguaje de programación),» [En línea]. Available: [https://es.wikipedia.org/wiki/Java_\(lenguaje_de_programaci%C3%B3n\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Java_(lenguaje_de_programaci%C3%B3n)).
- [20] Wikipedia, «C Sharp,» [En línea]. Available: https://es.wikipedia.org/wiki/C_Sharp.
- [21] Wikipedia, «C++,» [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/C%2B%2B>.
- [22] Wikipedia, «Python,» [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Python>.
- [23] JRC European Commission, «PVGIS data sources & calculation methods,» [En línea]. Available: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/pvgis-data-sources-calculation-methods_en.
- [24] Langley Research Center (LaRC) NASA, *CERES Terra/Aqua Edition4A SYN1deg. Computed Fluxes – Accuracy and Validation*, 2021.
- [25] Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS), «Validation CAMS radiation service - BSRN stations,» [En línea]. Available: <https://www.soda-pro.com/help/validation/cams-radiation-bsrn>.
- [26] T. Huld, T. Cebecauer, M. Suri y E. D. Dunlop, *Analysis of one-axis tracking strategies for PV systems in Europe*, 2010.
- [27] Python Software Foundation, «Python downloads,» [En línea]. Available: <https://www.python.org/downloads/>.
- [28] L. Micheli, *Radiación sobre superficies inclinadas y con seguimiento*.
- [29] M. A. Abella y F. Chenlo, *Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red*, 2006.

- [30] J. de la Casa, *Contribución a la ingeniería de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Definición de nuevos parámetros para su caracterización y análisis*, Jaén, 2008.
- [31] W. F. Holmgren, C. W. Hansen y M. A. Mikofski, «pvlib python,» [En línea]. Available: <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/index.html>.
- [32] Langley Research Center (LaRC) NASA, «POWER Docs,» [En línea]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/docs/>.
- [33] Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS), «CAMS solar radiation time-series: data documentation,» [En línea]. Available: <https://confluence.ecmwf.int/display/CKB/CAMS+solar+radiation+time-series%3A+data+documentation#CAMSSolarradiationtimeseries:datadocumentation-Dataproducs>.
- [34] JRC European Commission, «API Non-Interactive Service,» [En línea]. Available: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis/getting-started-pvgis/api-non-interactive-service_en.
- [35] Langley Research Center (LaRC) NASA, «NASA POWER | Docs. Hourly API,» [En línea]. Available: <https://power.larc.nasa.gov/docs/services/api/temporal/hourly/>.
- [36] Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS), «CAMS solar radiation time-series. Download data,» [En línea]. Available: <https://ads.atmosphere.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/cams-solar-radiation-timeseries?tab=form>.
- [37] C. R. Severance, *Python for everybody. Exploring data using Python 3*, 2016.
- [38] S. Delgado, *Aprende Python*, 2023.
- [39] Python Software Foundation, «Python Docs,» [En línea]. Available: <https://www.python.org/doc/>.
- [40] Langley Research Center (LaRC) NASA, «CERES_SYN1deg_Ed4A. Data Quality Summary,» 2021.
- [41] J. Hofierka y M. Suri, *The solar radiation model for Open source GIS: implementation and applications*, 2002.
- [42] T. Huld, *PVMAPS: Software tools and data for the estimation of solar radiation and photovoltaic module performance over large geographical areas*, 2016.
- [43] S. Gutierrez, P. M. Rodrigo, J. Alvarez, A. Acero y A. Montoya, *Development and testing of a single-axis photovoltaic Sun tracker through the Internet of things*, 2020.

-
- [44] K. Chong y C. Wong, *General formula for on-axis sun-tracking system and its application in improving tracking accuracy of solar collector*, 2008.
- [45] T. Huld, M. Suri y E. D. Dunlop, *Comparison of potential solar electricity output from fixed-Inclined and two-axis tracking photovoltaic modules in Europe*, 2007.
- [46] W. F. Marion y A. P. Dobos, *Rotation Angle for the Optimum Tracking of One-Axis Trackers*, NREL, 2013.
- [47] K. Anderson y M. Mikofski, *Slope-aware backtracking for single-axis trackers*, NREL, 2020.
- [48] E. Lorenzo, L. Narvarte y J. Muñoz, *Tracking and back-tracking*.
- [49] D. A. Rutan, S. Kato, D. R. Doelling, F. G. Rose, L. T. Nguyen, T. E. Caldwell y N. G. Loeb, *CERES Synoptic Product: Methodology and Validation of Surface Radiant Flux*, Journal of atmospheric and oceanic technology, 2015.

Anexo I. Breve descripción y manual de la herramienta software.

A.I.1. Nombre de la herramienta software.

G-Satellite_translation.

A.I.2. Propósito.

El propósito de esta herramienta software es el de servir de apoyo a usuarios, estudiantes, científicos o técnicos del campo de la ingeniería fotovoltaica en la aplicación de la norma IEC 61724 para así evaluar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos.

A.I.3. Uso y responsabilidades.

Se permite el uso de este software para el propósito para el que se ha desarrollado.

El software se proporciona tal cual, sin garantía de ningún tipo, expresa o implícita, incluyendo garantías de comercialización, idoneidad para un propósito particular e incumplimiento. En ningún caso el autor será responsable de ninguna reclamación, daños u otras responsabilidades, ya sea en una acción de contrato, agravio o cualquier otro motivo, derivadas de, fuera de o en conexión con el software o su uso u otro tipo de acciones en el software.

El uso de este software implica la aceptación de estas condiciones.

A.I.4. Guía de uso.

Para instalar la HS solo hay que descomprimir el archivo proporcionado y aparecerán en la carpeta el fichero ejecutable “G-Satellite_translation”, esta guía y la carpeta “datos”, aunque si esta última no aparece la crea el programa en la primera ejecución, puesto que ahí es donde guardará los datos que genera.

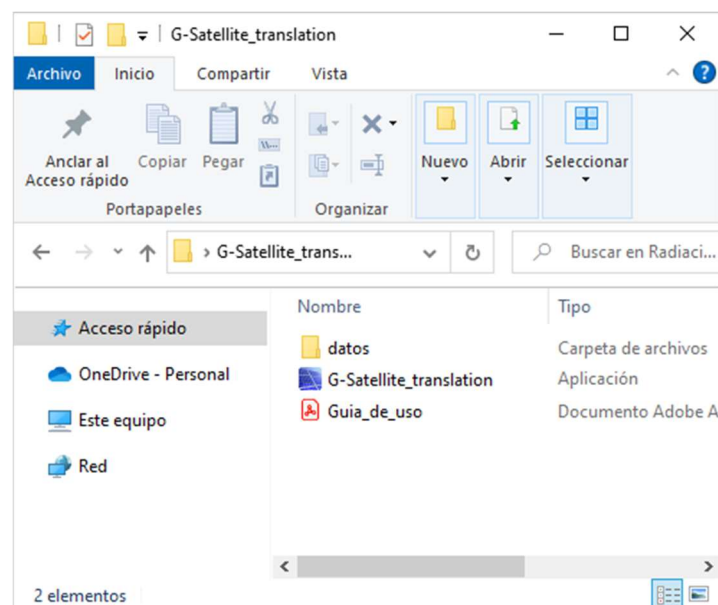


Figura 4. Contenido del archivo descomprimido.

El equipo que ejecuta la HS tiene que disponer de conexión a Internet para poder acceder a los datos de radiación solar y de temperatura ambiente de las BD.

Hay disponibles tres BD para obtener los datos, PVGIS, POWER y CAMS y se ofrece la posibilidad de obtener datos horarios de temperatura ambiente y de radiación en el plano del generador, ya sea éste fijo con orientación arbitraria, con seguimiento a un eje inclinado orientado N-S o con seguimiento a dos ejes. Además, puede descargar de PVGIS los datos de temperatura ambiente y de radiación horaria en el plano horizontal del TMY y trasponerlos al plano del generador.

Respecto a la BD CAMS, para poder acceder a los datos que proporciona hay que registrarse en la página web a la que dirige el siguiente enlace y que se muestra más abajo

<https://ads.atmosphere.copernicus.eu/#!/home>

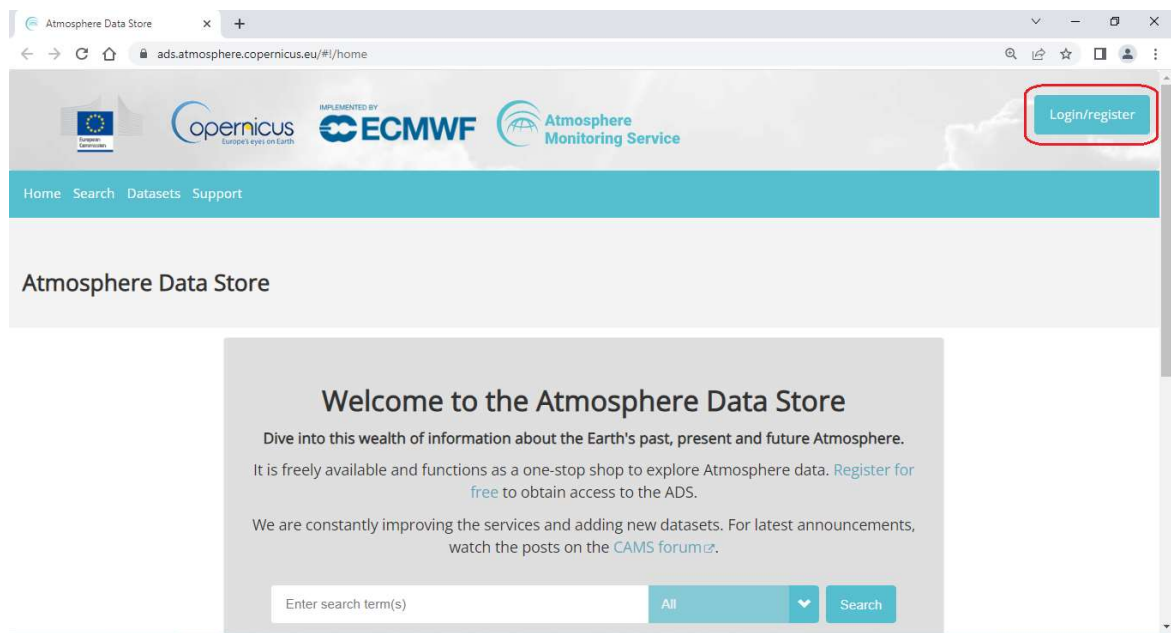


Figura 5. Página de registro en CAMS.

Después, una vez registrado, hay que aceptar los términos de uso en el pie de la página a la que dirige el siguiente enlace

<https://ads.atmosphere.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/cams-solar-radiation-timeseries?tab=form>

Al ejecutar la HS aparece la ventana que se muestra en la figura 7.

En el menú desplegable **Información**, se describen las condiciones de uso de la HS en el apartado **Acerca...**, y hay un breve manual de uso en el de **Instrucciones** (ver figura 6).

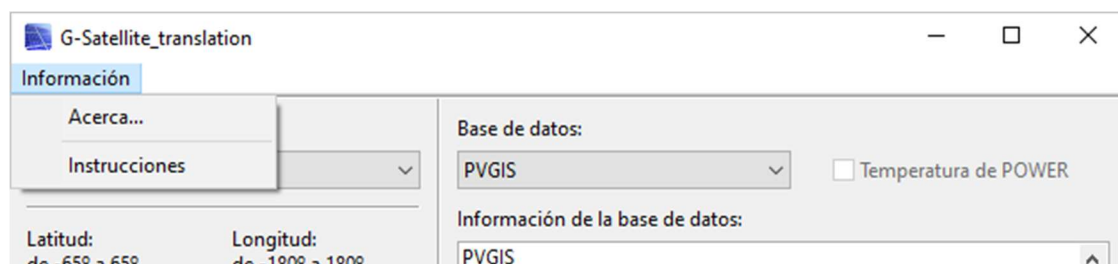


Figura 6. Menú información.

Figura 7. Ventana gráfica de la HS.

En la sección de la izquierda aparecen (ver *figura 7*):

- **Tipo de sistema:**
 - **Fijo.** Se pueden seleccionar el azimut e inclinación del plano.
 - **Seguimiento a un eje orientado N-S.** El eje puede estar inclinado respecto a la horizontal, pero no se permite la selección del azimut.
 - **Seguimiento a dos ejes.** No se pueden seleccionar ni azimut ni inclinación.
- **Latitud, Longitud, Azimut e Inclinación.** Hay que introducir la latitud y longitud en las que se encuentra el generador fotovoltaico. El azimut se puede introducir cuando el tipo de sistema es fijo, y será de 0° cuando el plano esté orientado hacia el sur, -90° cuando lo esté hacia el este, 90° hacia el oeste y 180° hacia el norte. Cuando el tipo de sistema es fijo la inclinación es la del plano y cuando el tipo de sistema es con seguimiento a un eje N-S, es la inclinación del eje.
- **Registros sin datos en la BD.** Si en la BD no hay datos disponibles para alguna hora en el período seleccionado, aparecerá en este recuadro (ver *figura 8*).

G-Satellite_translation

Información

Tipo de sistema:
Fijo

Base de datos:
POWER LaRC-NASA ☐ Temperatura de POWER

Información de la base de datos:
POWER
(información a 7/2023)
Datos horarios disponibles hasta 12/2022.
Hay que asumir un retraso mínimo de entre 3 días y un mes de los datos horarios.

Latitud: de -65° a 65°
37

Longitud: de -180° a 180°
-3

Azimut del plano: de -180° a 180°
0

Inclinación del plano: de 0° a 90°
32

Registros sin datos en la BD:

- Sin datos el 31/12/2022, a las 13
- Sin datos el 31/12/2022, a las 14
- Sin datos el 31/12/2022, a las 15
- Sin datos el 31/12/2022, a las 16
- Sin datos el 31/12/2022, a las 17
- Sin datos el 31/12/2022, a las 18
- Sin datos el 31/12/2022, a las 19
- Sin datos el 31/12/2022, a las 20
- Sin datos el 31/12/2022, a las 21
- Sin datos el 31/12/2022, a las 22
- Sin datos el 31/12/2022, a las 23

Info

Se han descargado 1464 registros y se han procesado 744, no habiendo datos disponibles en 720 de ellos.

OK

Procesar solicitud

Autor del TFM: Carlos Cabrera - carlos.cab.car@gmail.com - jccc0009@red.ujaen.es --- Tutor: Juan de la Casa

Grupo IDEA

Figura 8. Registros sin datos.

En la sección de la derecha se encuentran (ver figura 7):

- **Base de datos y casilla de Temperatura de POWER.** Las BD son:
 - **PVGIS.** Descarga datos horarios de radiación en el plano del generador y de temperatura ambiente.
 - **TMY PVGIS.** Descarga datos horarios de radiación en el plano horizontal y de temperatura ambiente del año meteorológico típico, y calcula la radiación en el plano del generador según se haya seleccionado.
 - **POWER LaRC-NASA.** Descarga datos horarios de radiación en el plano horizontal y de temperatura ambiente, y calcula la radiación en el plano del generador según se haya seleccionado.
 - **CAMS solar radiation time-series.** Al seleccionar esta BD se activan la casilla de **Temperatura de POWER** y el recuadro de **e-mail registrado en CAMS** (ver figura 9). Como esta BD no dispone de datos de temperatura ambiente se ofrece la posibilidad de descargarlos de la BD POWER al marcar la casilla. Para poder descargar los datos horarios de radiación en el plano horizontal, hay que introducir el correo registrado en el recuadro. Se calcula la radiación en el plano del generador según se haya seleccionado.

G-Satellite_translation

Información

Tipo de sistema:
Fijo

Latitud:
de -65° a 65°
0

Longitud:
de -180° a 180°
0

Azimet del plano:
de -180° a 180°
0

Inclinación del plano:
de 0° a 90°
0

Registros sin datos en la BD:

Base de datos:
CAMS solar radiation time-series

☐ Temperatura de POWER

Información de la base de datos:
CAMS
(información a 7/2023)
Para acceder a los datos hay que registrarse en la página:
<https://ads.atmosphere.copernicus.eu/#/home>
y aceptar los términos de uso al final de la siguiente página.

e-mail registrado en CAMS:

Figura 9. Activación de campos con CAMS.

- **Información de la base de datos.** Aparece una breve descripción de las características de las BD y enlaces para ampliar información o efectuar el registro.
- **e-mail registrado en CAMS,** que se habilita cuando se selecciona esta BD (ver figura 9).
- **Período de análisis.** Fechas entre las que se generarán los datos.

Y, por último, en la parte inferior:

- **Procesar solicitud.** Una vez se ha hecho la selección de lo que se quiere obtener se pulsa este botón para procesar la solicitud. Por debajo del botón hay una barra que muestra el progreso cuando se están calculando las componentes de la radiación en un plano inclinado, aunque durante la descarga de los datos permanece inactiva (ver figura 10).

24 25 26 27 28 29 30 24 25 26 27 28 29 30
31 1 2 3 4 5 6 31 1 2 3 4 5 6

Procesar solicitud

Autor del TFM: Carlos Cabrera - carlos.cab.car@gmail.com - jccc0009@red.ujaen.es --- Tutor: Juan de la Casa

Grupo IDEA

Figura 10. Procesar solicitud y progreso.

A.I.5. Solución de problemas.

Errores de conexión. Ante cualquier error en la descarga hay que comprobar que el equipo en el que se ejecuta la HS tiene conexión a la red.

- “Por algún error en la conexión o en la solicitud enviada, no se han podido descargar los datos de la BD...”.

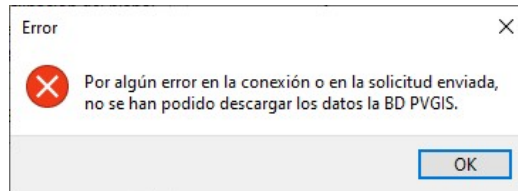


Figura 11. Error de conexión.

Con la BD PVGIS este error puede ser debido a que no haya conexión, que no se dispone de datos para el año solicitado, que la localización de la solicitud está en el mar o es una zona no cubierta.

Para la BD POWER significa que hay algún problema en la conexión.

Por último, para la BD CAMS puede ser debido a que haya problemas en la conexión, a que no se haya introducido o se haya introducido incorrectamente un correo registrado, o que no se hayan aceptado las condiciones de uso de los datos en la página web indicada anteriormente.

Errores del sistema de archivos.

- “No se han podido guardar los datos descargados de PVGIS” o “No se han podido guardar los datos procesados”.

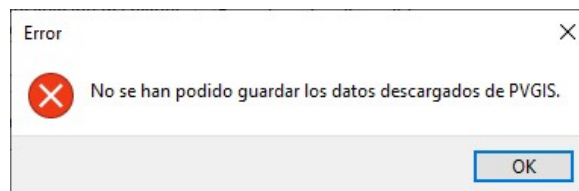


Figura 12. Error al guardar los datos.

Compruebe que no tiene abierto un archivo CSV con el mismo nombre que el que pretende descargar (ver apartado 5.2) y que la unidad en la que se encuentra la carpeta de la HS está disponible y permite grabar archivos.

- “No se ha podido abrir el archivo con...” o “Se ha modificado un archivo necesario para el funcionamiento de la aplicación...”

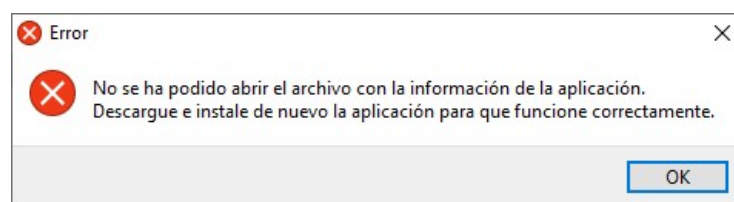


Figura 13. Error de apertura de archivos.

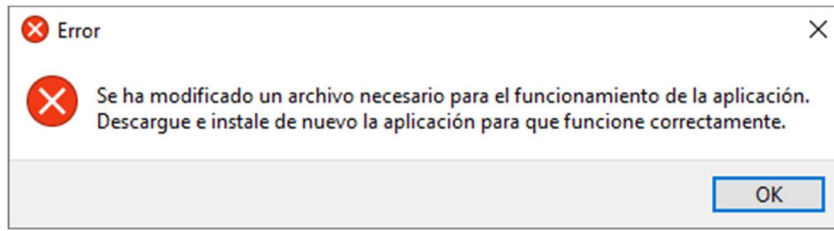


Figura 14. Error de modificación de archivos.

Ha habido algún problema con la instalación, descargue e instale de nuevo el archivo comprimido que contine la HS.

Errores con los datos introducidos. Este tipo de errores se explican por sí mismos. Compruebe que los datos introducidos son del tipo requerido y que están dentro del rango especificado. Como separador decimal hay que utilizar el punto.

Anexo II. Ecuaciones de trasposición.

A.II.1. Irradiancia directa.

Primero se obtiene la declinación solar como

$$\delta = \arcsen\left(0,3978 \cdot \sin\left(\frac{2\pi j}{365,25} - 1,4 + 0,0355 \cdot \sin\left(\frac{2\pi j}{365,25} - 0,0489\right)\right)\right)$$

en donde j es el ordinal del día del año en cada fecha.

Entonces, el ángulo de incidencia solar se obtiene como

$$\delta_{exp} = \arcsen(\cos \varphi' \cdot \cos \delta \cdot \cos(T - \lambda') + \sin \varphi' \cdot \sin \delta)$$

en donde

$$\varphi' = \arcsen(-\cos \varphi \cdot \sin \gamma_N \cdot \cos A_N + \sin \varphi \cdot \cos \gamma_N)$$

$$\lambda' = \arctg\left(-\frac{\sin \gamma_N \cdot \sin A_N}{\sin \varphi \cdot \sin \gamma_N \cdot \cos A_N + \cos \varphi \cdot \cos \gamma_N}\right)$$

Siendo φ la latitud, γ_N la inclinación y A_N el azimut del generador.

El ángulo horario se calcula como

$$T = 0,261799(t - 12)$$

siendo t la hora solar local. Como en los datos descargados de PVGIS se utiliza la hora universal, hay que corregir la hora solar

$$t = t_{PVGIS} + \lambda \cdot \frac{12}{\pi}$$

en donde λ es la longitud de la localización.

Se calcula la altitud solar

$$h_0 = \arcsen(\cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos T + \sin \varphi \cdot \sin \delta)$$

y el azimut solar

$$A_0 = \arccos\left(\frac{\sin \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos T - \cos \varphi \cdot \sin \delta}{\sqrt{(\cos \delta \cdot \sin T)^2 + (\sin \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos T - \cos \varphi \cdot \sin \delta)^2}}\right)$$

La irradiancia directa en la superficie del generador se calcula a partir de la irradiancia directa en la superficie horizontal (B_{hc}) como

$$B_{ic} = B_{hc} \cdot \frac{\sin \delta_{exp}}{\sin h_0}$$

Para calcular la irradiancia directa se comprueba que $\delta_{exp} > 0$ y $h_0 > \pi/180^\circ$.

A.II.2. Irradiancia difusa.

El modelo para estimar la irradiancia difusa sobre una superficie inclinada distingue entre superficies iluminadas por el sol, potencialmente iluminadas y sombreadas.

- Para superficies iluminadas por el sol, la expresión para el cálculo de la irradiancia difusa sobre la superficie inclinada depende de la altitud solar, a saber:

si $h_0 \geq 0,1$

$$D_{ic} = D_{hc} \cdot \left(F(\gamma_N) \cdot (1 - K_b) + K_b \cdot \frac{\sin \delta_{exp}}{\sin h_0} \right)$$

si $h_0 < 0,1$

$$D_{ic} = D_{hc} \cdot \left(F(\gamma_N) \cdot (1 - K_b) + K_b \cdot \frac{\sin \gamma_N \cdot \cos A_{LN}}{0,1 - 0,008 \cdot h_0} \right)$$

Siendo

$$A_{LN} = \begin{cases} A_0 - A_N & \text{si } -\pi \leq A_0 - A_N \leq \pi \\ A_0 - A_N - 2\pi & \text{si } A_0 - A_N > \pi \\ A_0 - A_N + 2\pi & \text{si } A_0 - A_N < -\pi \end{cases}$$

- Para superficies sombreadas

$$D_{ic} = D_{hc} \cdot F(\gamma_N)$$

En estas ecuaciones

$$F(\gamma_N) = \frac{1 + \cos \gamma_N}{2} + N \cdot (\sin \gamma_N - \gamma_N \cdot \cos \gamma_N - \pi \cdot \sin^2(\gamma_N/2))$$

siendo $N = 0,00263 - 0,712 \cdot K_b - 0,6883K_b^2$ para superficies iluminadas por el sol y $N = 0,25227$ para superficies sombreadas, en donde K_b es

$$K_b = \frac{B_{hc}}{G_0 \cdot \sin h_0}$$

La irradiancia extraterrestre se calcula como

$$G_0 = 1367 \cdot \left(1 + 0,03344 \cdot \cos \left(\frac{2\pi j}{365,25} - 0,048869 \right) \right)$$

A.II.3. Irradiancia reflejada.

Por último, la irradiancia reflejada en el plano del generador se obtiene como

$$R_i = \rho \cdot G_{hc} \cdot \frac{1 - \cos \gamma_N}{2}$$

siendo $G_{hc} = B_{hc} + D_{hc}$, la irradiancia global horizontal y $\rho = 0,2$ el valor utilizado por PVGIS [13].

A.II.4. Seguimiento a un eje inclinado con orientación N-S.

Al igual que en PVGIS, en el seguimiento a un eje inclinado con orientación N-S, el giro del plano del generador es tal que minimiza el ángulo de incidencia de la radiación directa del Sol sobre él [26]. El ángulo de rotación es

$$\varphi_{opt} = \frac{\sin A_0 \cdot \cos h_0}{\cos A_0 \cdot \cos h_0 \cdot \sin \psi + \sin h_0 \cdot \cos \psi}$$

en donde ψ es el ángulo de inclinación del eje respecto a la horizontal.

A partir de relaciones trigonométricas, se puede obtener la inclinación del plano del generador con la expresión

$$\gamma_N = \frac{\pi}{2} - \arcsen(\cos \psi \cdot \cos \varphi_{opt})$$

y el azimut

$$A_N = \arccos\left(\frac{\sin \psi \cdot \cos \varphi_{opt}}{\sin \gamma_N}\right)$$

A.II.5. Seguimiento a dos ejes.

El ángulo de inclinación del plano del generador es

$$\gamma_N = \frac{\pi}{2} - h_0$$

y el de azimut es igual al del azimut solar $A_N = A_0$.

Anexo III. Procedimiento de validación de la herramienta software.

Como ya se ha comentado, para evaluar el modelo propuesto (Muneer) se desarrolló una hoja de cálculo en la que se implementaron las ecuaciones antes de proceder a desarrollar la HS.

Se seleccionaron tres localizaciones en España (Bilbao, Madrid y Málaga) y cuatro en Sudamérica (Bogotá (Colombia), Buenos Aires (Argentina), Lima (Perú) y Santiago (Chile)) y para cada una de ellas se aplicó el modelo para cuatro inclinaciones distintas del plano (10°, 20°, 30° y 40°). En las localizaciones del hemisferio norte el plano está orientado hacia el sur, y en las del hemisferio sur, hacia el norte.

Para cada localización e inclinación, se obtuvieron de PVGIS los datos horarios de irradiancia directa y difusa en el plano horizontal y los datos horarios de irradiancia directa, difusa y reflejada en el plano inclinado, ambos conjuntos de datos correspondientes al año 2018, ya que para este año hay datos disponibles para todas las localizaciones.

Como entrada en la hoja de cálculo se introdujeron los datos de latitud, longitud, inclinación y azimut del plano. Además, se introdujeron los datos descargados de PVGIS de fecha y hora, y de irradiancia directa y difusa en el plano horizontal. Por último, se introdujeron los datos de irradiancia directa, difusa y reflejada en el plano inclinado obtenidos de PVGIS.

Los datos calculados de irradiancia global en el plano inclinado se representaron gráficamente junto con los descargados de PVGIS y se obtuvo la recta de regresión y el coeficiente de determinación, R^2 . Se calculó el error cuadrático medio para cada localización e inclinación con la expresión

$$RMSE = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_i (G_{i,PVGIS} - G_{i,cal})^2}}{\frac{1}{N} \sum_i G_{i,PVGIS}} \cdot 100$$

en donde $G_{i,PVGIS}$ es la irradiancia global horaria en el plano inclinado descargada de PVGIS y $G_{i,cal}$ es la irradiancia global horaria en el plano inclinado calculada. N es el número de registros que cumplen que la irradiancia global superaba los 50 W/m^2 , tanto la obtenida de PVGIS como la calculada⁴. Para evitar valores desproporcionadamente grandes no se calculó la irradiancia directa en el plano del generador cuando la altitud solar no superaba 1° (resultados en el apartado 5.3).

A continuación, aparecen representadas las gráficas de la relación entre las irradiancias globales en el plano inclinado (calculadas y descargadas de PVGIS) para cada localización e inclinación junto con la ecuación de la recta de regresión y el coeficiente de determinación.

⁴ Los registros con una irradiancia global menor no se consideraron ya que con esos valores no se activaría el inversor.

A.III.1. Bilbao (España).

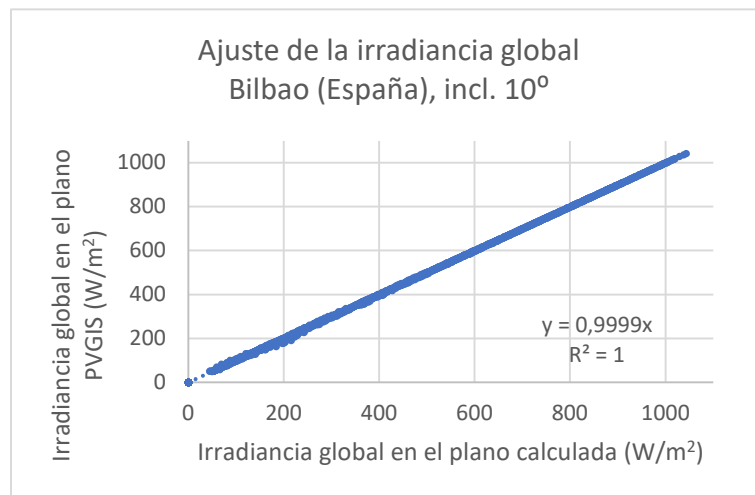


Figura 15. Ajuste de la irradiancia global. Bilbao (España), incl. 10°.

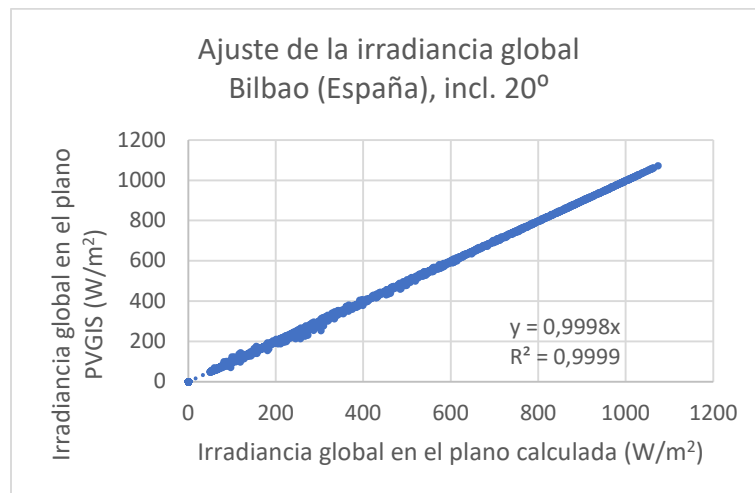


Figura 16. Ajuste de la irradiancia global. Bilbao (España), incl. 20°.

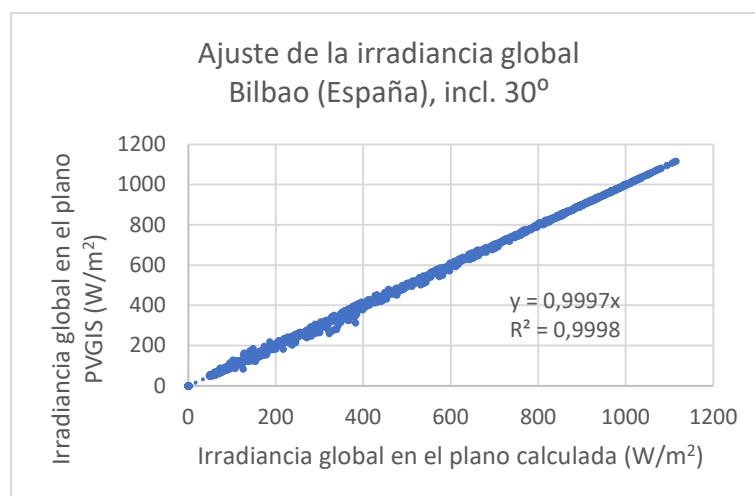


Figura 17. Ajuste de la irradiancia global. Bilbao (España), incl. 30°.

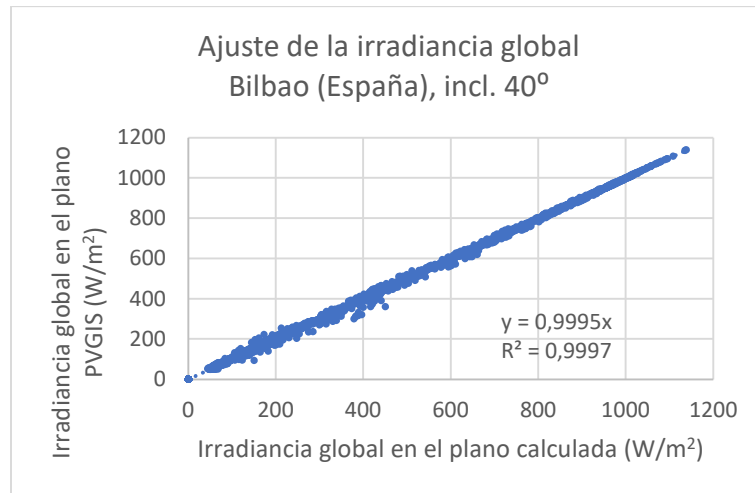


Figura 18. Ajuste de la irradiancia global. Bilbao (España), incl. 40°.

A.III.2. Madrid (España)

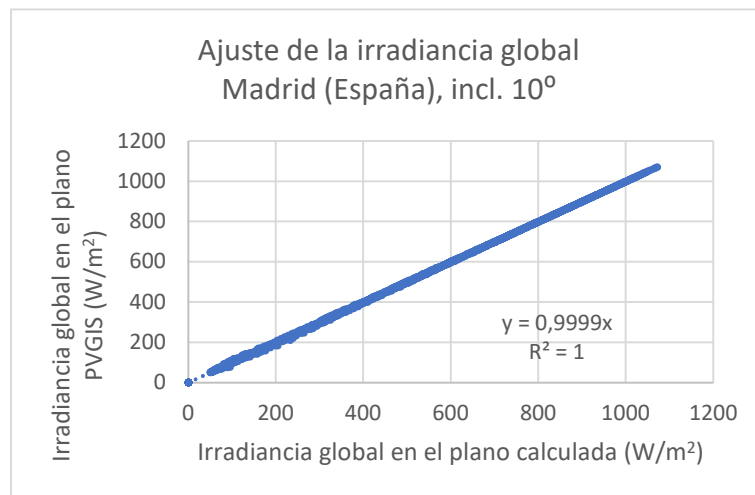


Figura 19. Ajuste de la irradiancia global. Madrid (España), incl. 10°.

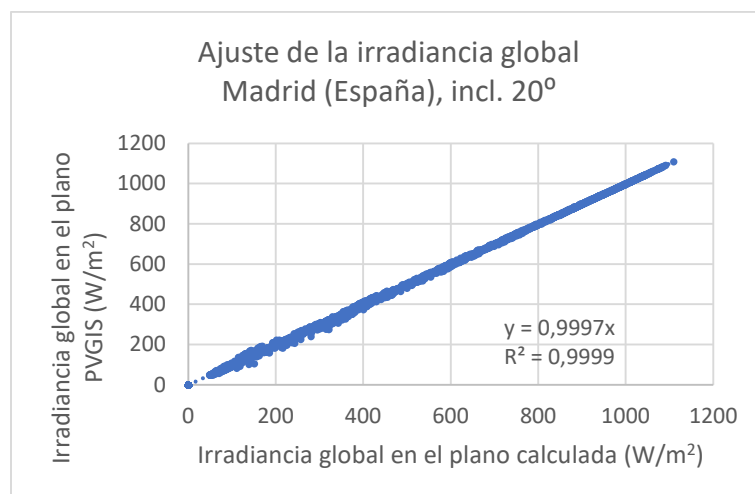


Figura 20. Ajuste de la irradiancia global. Madrid (España), incl. 20°.

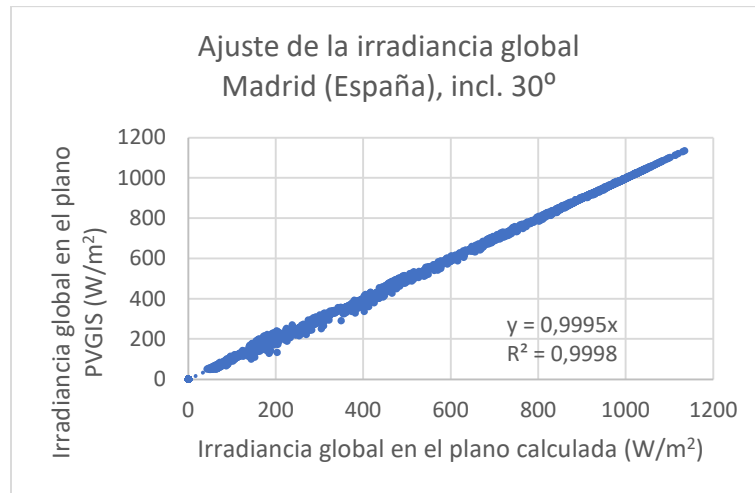


Figura 21. Ajuste de la irradiancia global. Madrid (España), incl. 30°.

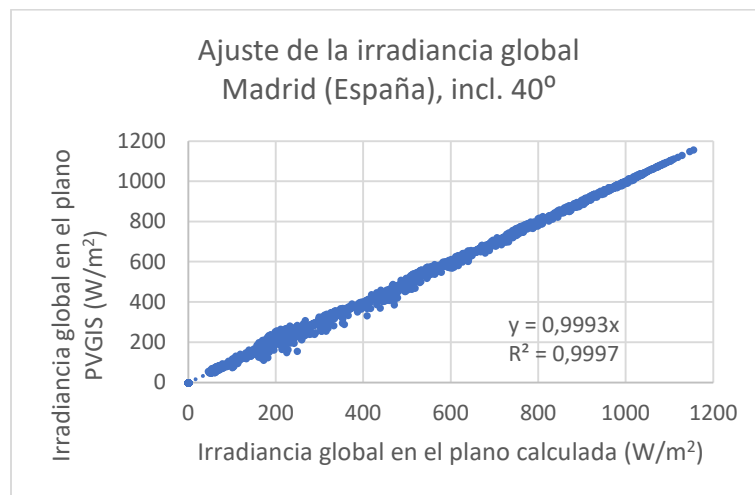


Figura 22. Ajuste de la irradiancia global. Madrid (España), incl. 40°.

A.III.3. Málaga (España).

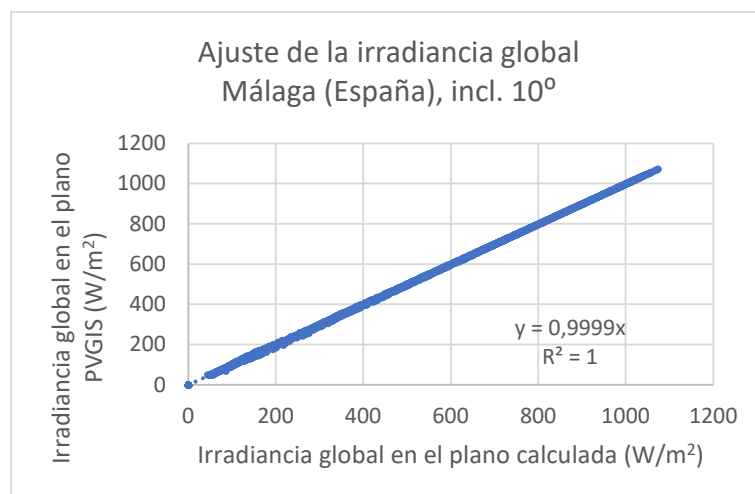


Figura 23. Ajuste de la irradiancia global. Málaga (España), incl. 10°.

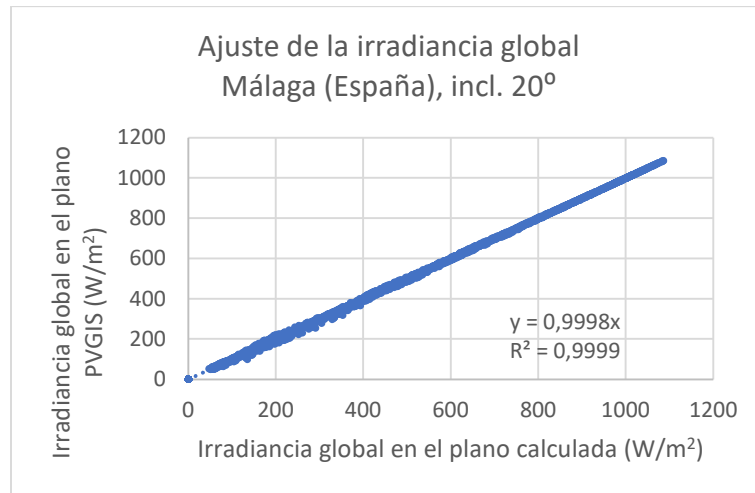


Figura 24. Ajuste de la irradiancia global. Málaga (España), incl. 20°.

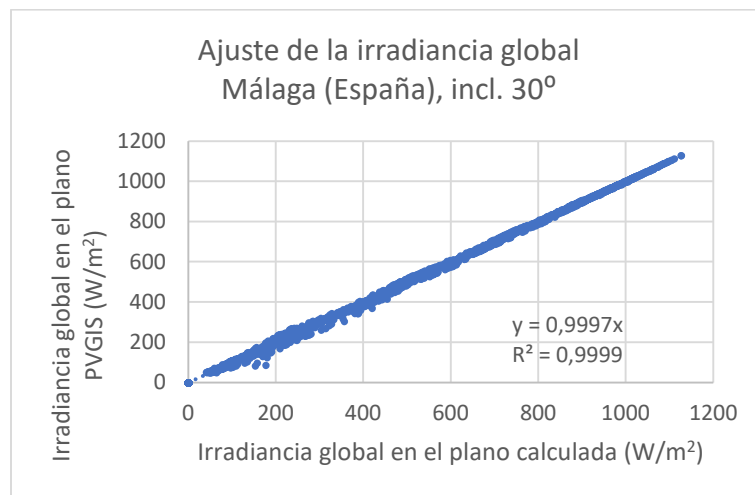


Figura 25. Ajuste de la irradiancia global. Málaga (España), incl. 30°.

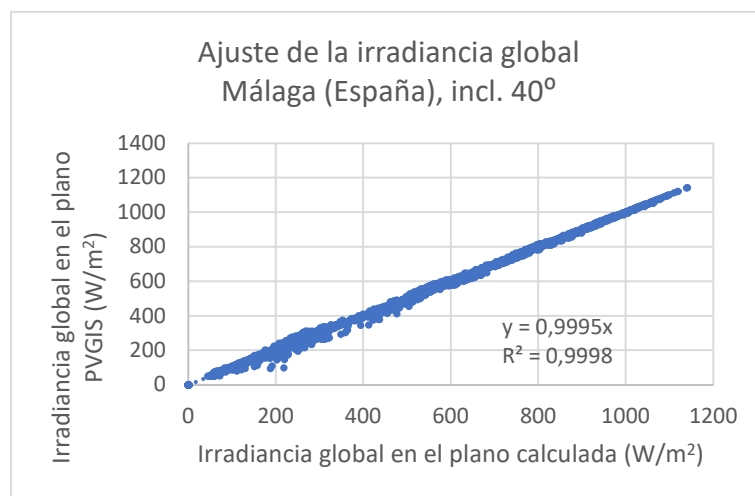


Figura 26. Ajuste de la irradiancia global. Málaga (España), incl. 40°.

A.III.4. Bogotá (Colombia).

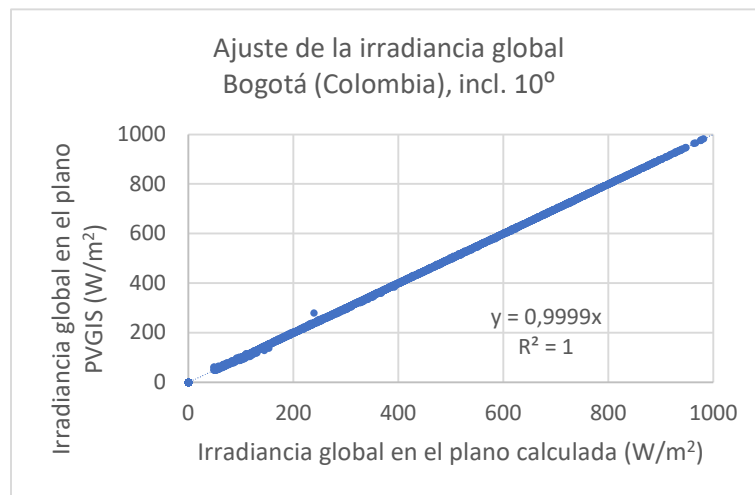


Figura 27. Ajuste de la irradiancia global. Bogotá (Colombia), incl. 10°.

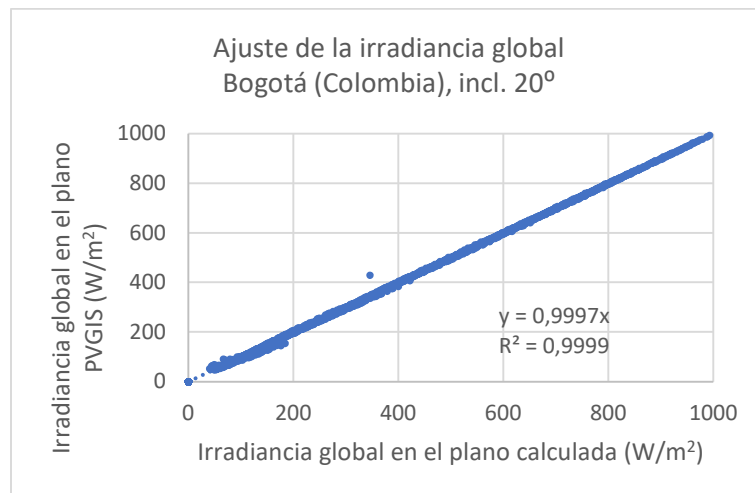


Figura 28. Ajuste de la irradiancia global. Bogotá (Colombia), incl. 20°.

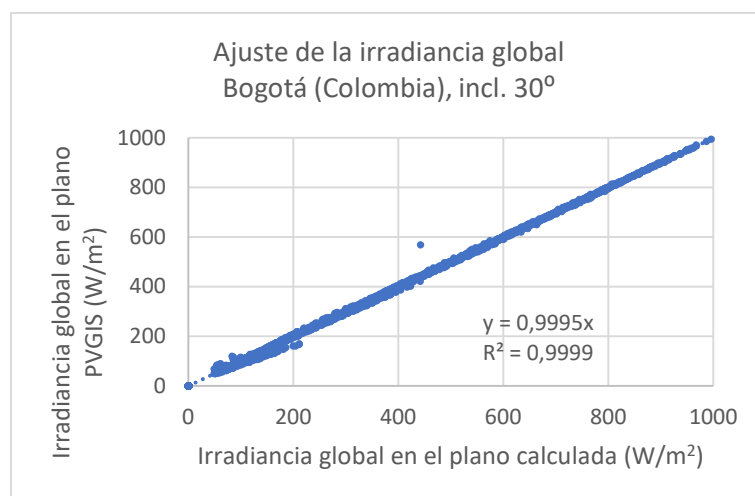


Figura 29. Ajuste de la irradiancia global. Bogotá (Colombia), incl. 30°.

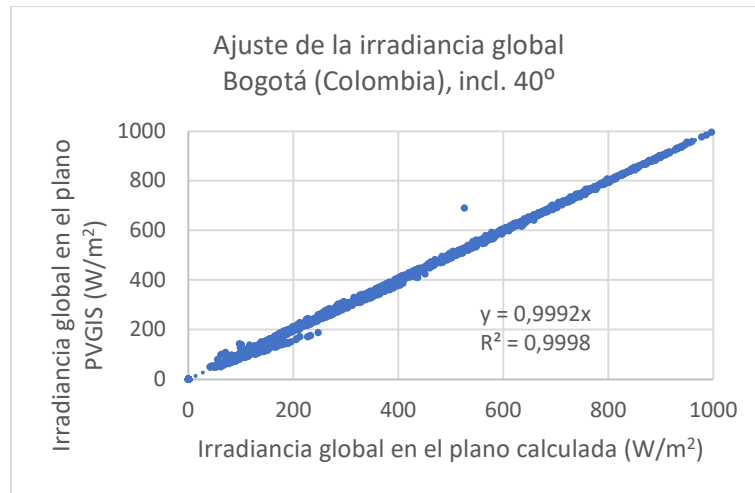


Figura 30. Ajuste de la irradiancia global. Bogotá (Colombia), incl. 40°.

A.III.5. Buenos Aires (Argentina).

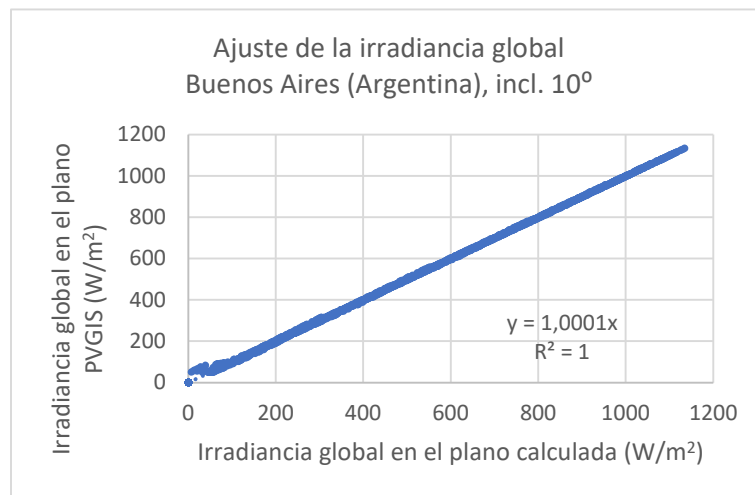


Figura 31. Ajuste de la irradiancia global. Buenos Aires (Argentina), incl. 10°.

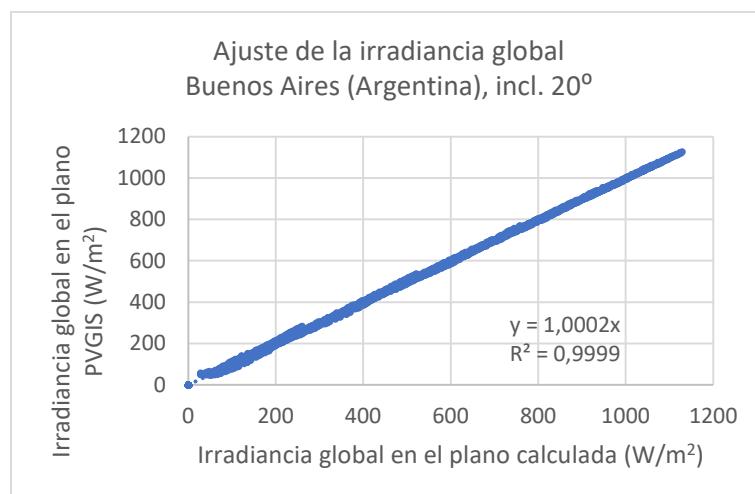


Figura 32. Ajuste de la irradiancia global. Buenos Aires (Argentina), incl. 20°.

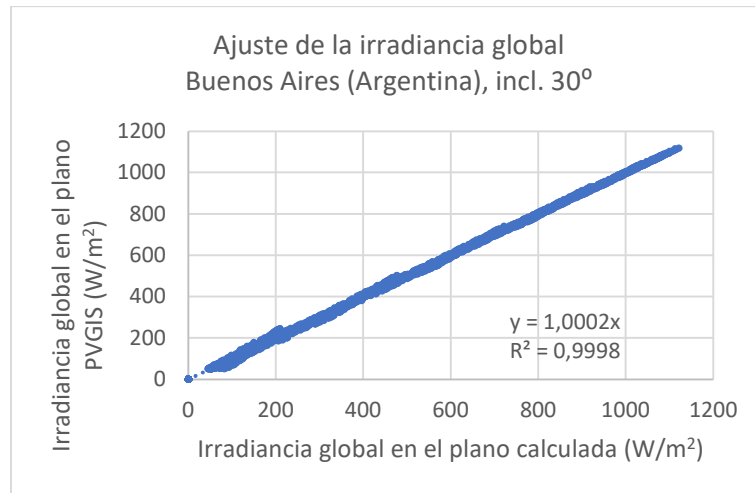


Figura 33. Ajuste de la irradiancia global. Buenos Aires (Argentina), incl. 30°.

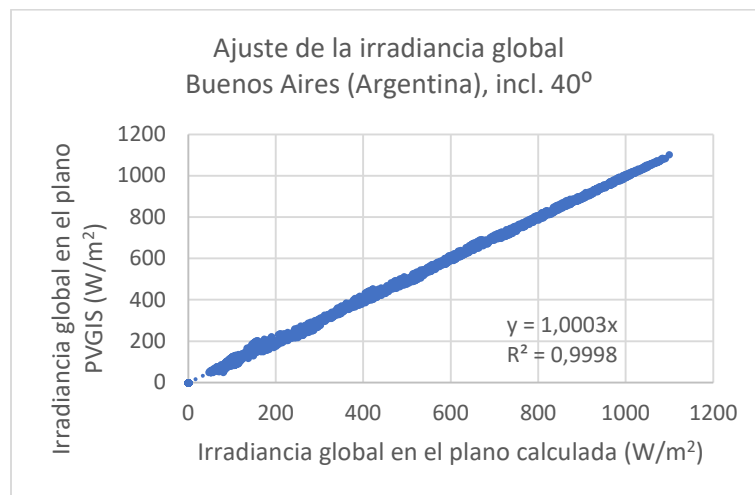


Figura 34. Ajuste de la irradiancia global. Buenos Aires (Argentina), incl. 40°.

A.III.6. Lima (Perú).

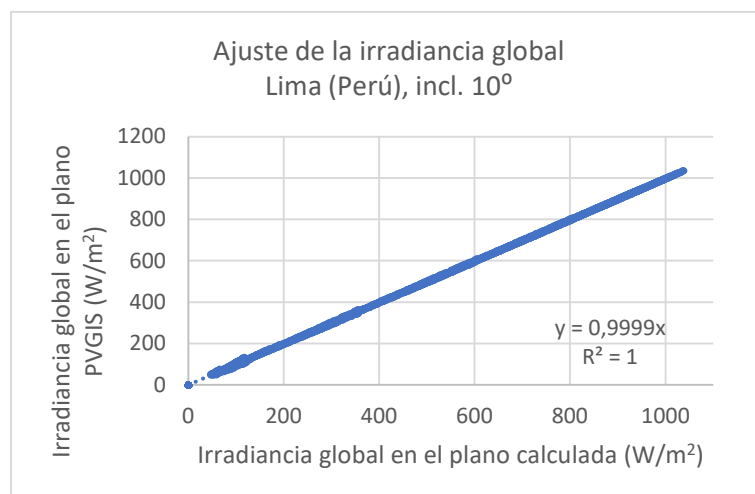


Figura 35. Ajuste de la irradiancia global. Lima (Perú), incl. 10°.

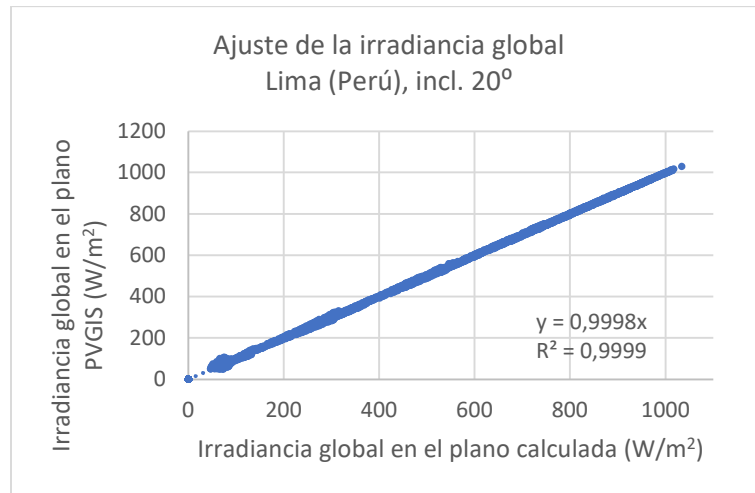


Figura 36. Ajuste de la irradiancia global. Lima (Perú), incl. 20°.

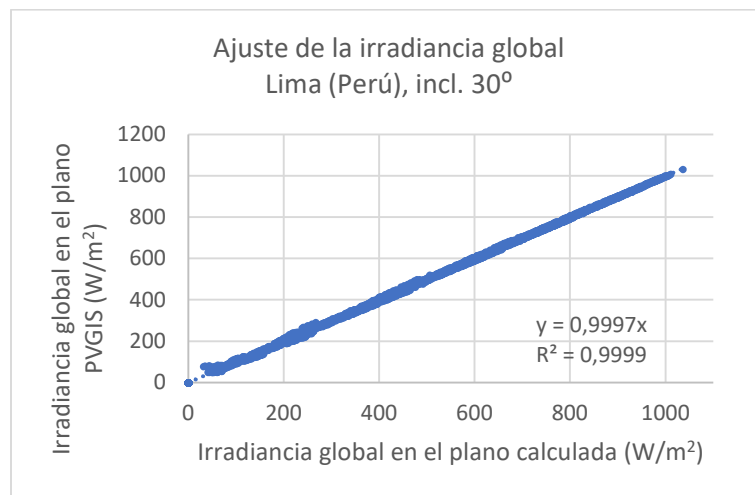


Figura 37. Ajuste de la irradiancia global. Lima (Perú), incl. 30°.

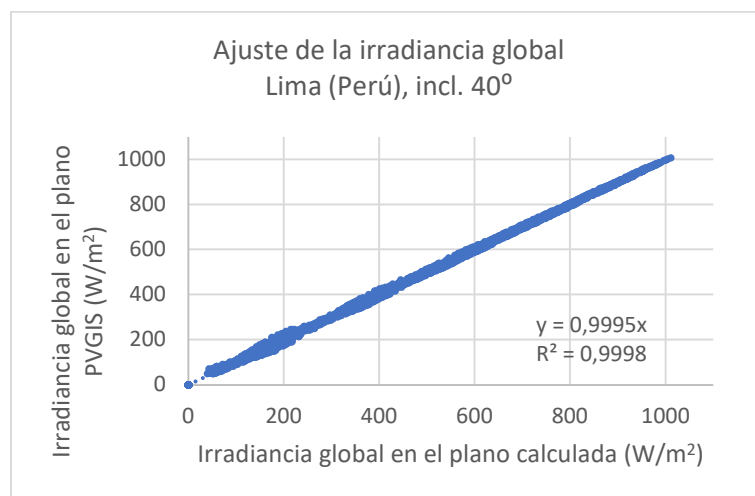


Figura 38. Ajuste de la irradiancia global. Lima (Perú), incl. 40°.

A.III.7. Santiago (Chile).

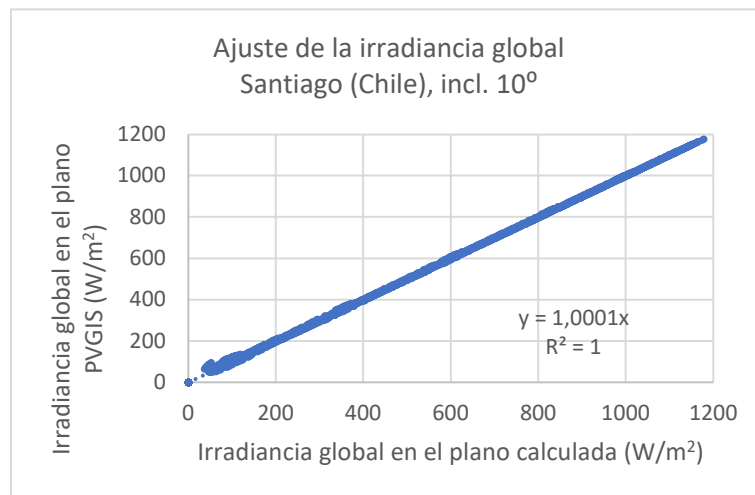


Figura 39. Ajuste de la irradiancia global. Santiago (Chile), incl. 10°.

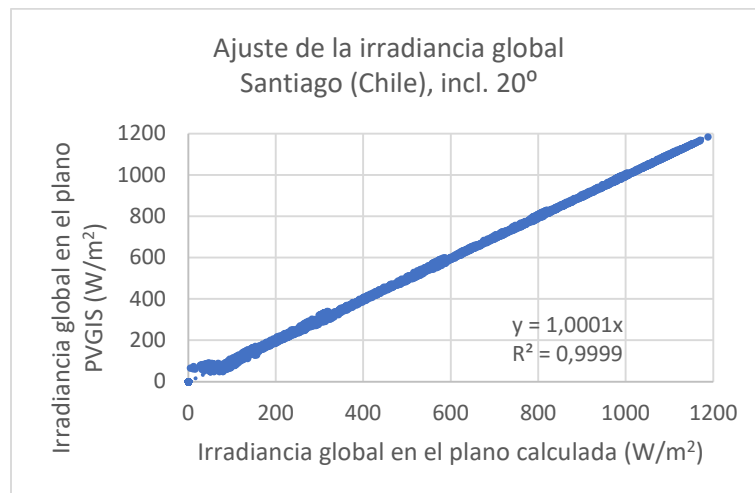


Figura 40. Ajuste de la irradiancia global. Santiago (Chile), incl. 20°.

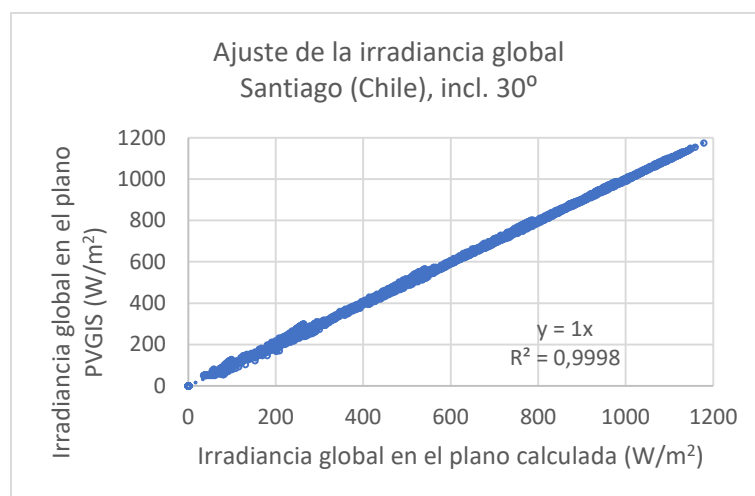


Figura 41. Ajuste de la irradiancia global. Santiago (Chile), incl. 30°.

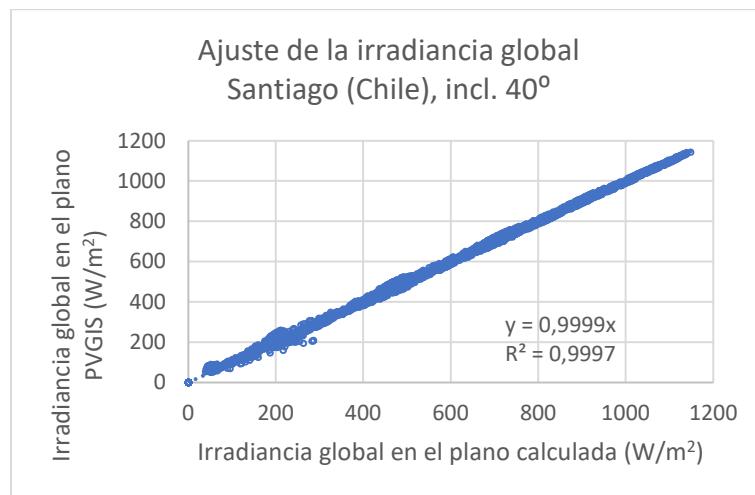


Figura 42. Ajuste de la irradiancia global. Santiago (Chile), incl. 40°.

Como se puede apreciar en las figuras, cuando se alcanzan los valores de operación habituales del generador al aumentar la irradiancia, los valores calculados y los descargados de PVGIS coinciden mejor. Por otra parte, al disminuir la inclinación del plano del generador también aumenta la coincidencia.