



HAL
open science

Estimación de recurso solar a largo plazo para aplicaciones energéticas solares

Carlos M. Fernández-Peruchena, Ana Bernardos, Martín Gastón, Gonzalez, Rocio

► **To cite this version:**

Carlos M. Fernández-Peruchena, Ana Bernardos, Martín Gastón, Gonzalez, Rocio. Estimación de recurso solar a largo plazo para aplicaciones energéticas solares. Libro de Actas del XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar, Jun 2018, Madrid, España. hal-02380032

HAL Id: hal-02380032

<https://hal.science/hal-02380032>

Submitted on 26 Nov 2019

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

ESTIMACIÓN DE RECURSO SOLAR A LARGO PLAZO PARA APLICACIONES ENERGÉTICAS SOLARES

Fernández-Peruchena C.M.*, Bernardos A.M., Gastón M., Gonzalez R.

Departamento de Energía Solar Térmica, Centro Nacional de Energías Renovables
(CENER), C/ Isaac Newton, 4, Sevilla. 41092, España

* cfernandez@cener.com

RESUMEN

En este trabajo se evalúa la precisión de series modeladas de irradiancia solar, su adaptación a emplazamientos concretos y su comportamiento a largo plazo. Los resultados obtenidos muestran una mayor precisión en el modelado de la componente global horizontal de la radiación solar (GHI) respecto a la componente directa normal (DNI). La adaptación de los modelos a partir de 1 año de registros por medio de técnicas de regresión lineales y de aprendizaje estadístico mejora de forma significativa su precisión (especialmente, la adaptación de DNI por aprendizaje estadístico). Respecto al largo plazo, los resultados de este trabajo sugieren el uso de distribuciones probabilísticas paramétricas (distribución Normal y Weibull para GHI y DNI, respectivamente) para la evaluación precisa de los escenarios de probabilidad de excedencia de series anuales de irradiación.

PALABRAS CLAVE: Recurso Solar, Largo Plazo, Adaptación, Aprendizaje Estadístico

ABSTRACT

This work evaluates the accuracy of modeled solar irradiance series, their adaptation to specific sites and their long-term behavior. The results found show a greater accuracy in the modeling of the global horizontal component of the solar radiation (GHI) with respect to the direct normal component (DNI). The local adaptation of the modeled series from 1 year of ground measurements by means of linear regression and statistical learning techniques significantly improves their accuracy (especially, the adaptation of DNI for statistical learning). Regarding the long term, the results of this work suggest the use of parametric probability distributions (Normal and Weibull distribution for GHI and DNI, respectively) for the precise evaluation of the probability of exceedance scenarios of annual irradiation series.

KEYWORDS: Solar Resource, Long Term, Adaptation, Statistical Learning

INTRODUCCIÓN

En la búsqueda de fuentes libres de carbono para satisfacer la demanda de energía eléctrica, transporte o calentamiento, la energía solar destaca como el recurso más abundante en la tierra. Aprovechar esta energía supone tanto un desafío como una oportunidad para lograr un suministro de energía libre de carbono para fines de este siglo. Los sistemas de concentración de energía solar, de calor y frío solar, y los fotovoltaicos son las principales aplicaciones de energía que utilizan la luz solar. Estos sistemas de energía hacen uso de diferentes componentes de la radiación solar, y sus tecnologías asociadas imponen diferentes requisitos de emplazamiento y capacidades de producción (Sengupta et al. 2017).

El diseño y la optimización de sistemas energéticos solares requieren de un conocimiento preciso del recurso solar disponible, así como su variabilidad en el tiempo. En particular, la variabilidad del recurso solar a corto plazo es necesaria para que las tecnologías de suministro y almacenamiento puedan optimizarse. Por otra parte, la variabilidad del recurso solar largo plazo juega un papel clave en la descripción estadística del futuro rendimiento de la planta, e influye tanto en sus condiciones de financiación como en su limitación de riesgos (Fernández-Peruchena *In Press*). En este trabajo se evalúa la precisión de bases de datos modeladas de irradiancia solar a partir de los correspondientes registros coincidentes validados a escala horaria. Asimismo, dichos modelos son adaptados localmente por medio de distintas técnicas a partir de 1 año de registros terrestres de calidad contrastada. Por último, se realiza un estudio de la variabilidad interanual de la irradiancia solar anual, así como de su caracterización.

DATOS Y METODOLOGÍA

Registros de radiación solar

Para la elaboración de este trabajo se ha hecho uso de una amplia base de datos que contiene estaciones meteorológicas pertenecientes a distintas latitudes y zonas climáticas (Tabla 1).

Tabla 1. Estaciones radiométricas usadas en este trabajo

Estación (código)	Red	Localización	Altitud (m)	Clima	Periodo
Carpentras (CAR)	BSRN	44.08° N, 5.06° E	100	Mediterráneo	2004-2013
Burns (BRN)	SRML	43.52° N, 119.02° W	1265	Semiárido frío	1980-2017
Sede Boquer (SBO)	BSRN	30.86° N, 34.78° E	500	Desértico	2006-2011
Tamanraset (TAM)	BSRN	22.79° N, 5.53° E	1385	Desértico	2007-2015
Toravere (TOR)	BSRN	58.25° N, 26.46° E	70	Continental	2007-2013

Las estaciones seleccionadas pertenecen a las redes radiométricas *Baseline Surface Radiation Network* (BSRN) y *Solar Radiation Monitoring Laboratory* (SRML). La BSRN es un proyecto amparado por el *World Climate Research Programme* (WCRP). La SRML es una red radiométrica regional del Noroeste del Pacífico de EEUU promovida y mantenida por la *University of Oregon*. Ambas redes radiométricas imponen altos estándares de calidad, tanto en instrumentación como en mantenimiento. En este trabajo se ha hecho uso de series de irradiancia solar global horizontal (GHI) y de irradiancia solar directa normal (DNI). La GHI ha sido registrada por piranómetros Eppley PSP en las

estaciones de Burns (BRN), Sede Boquer (SBO) y Tamanrasset (TAM), y por Kipp & Zonen CM21 en las estaciones de Carpentras (CAR) y Toravere (TOR). La DNI ha sido registrada por pirheliómetros Eppley NIP en las estaciones de BRN, SBO, TAM y TOR, y por un Kipp & Zonen CHI en la estación de CAR. La calidad de dichos datos registrados ha sido validada tanto visualmente como por procedimientos automáticos estandarizados (Ohmura et al. 1998).

Modelado y adaptación local

Se han usado series de irradiancia solar modeladas a partir de imágenes del satélite Meteosat en las estaciones de CAR, SBO, TAM y TOR, procedentes de la base de datos *Copernicus Atmosphere Monitoring Service* (CAMS). Dichas series han sido ajustadas localmente a partir de un único año coincidente entre registros y modelos (2013 para CAR y TOR, 2011 para SBO y 2015 para TAM), lo cual es una situación habitual en estudios de recurso solar. En este trabajo se hace uso tanto de técnicas de regresión clásicas (adaptación lineal) como técnicas recientes basadas en aprendizaje estadístico (*Random Forest*), que son aplicadas usando el Software R (versión 3.4.3).

Dichas técnicas de adaptación han sido aplicadas haciendo uso de distintos conjuntos de variables explicativas, clasificadas en: irradiancia solar (GHI modelada, DNI modelada, irradiancia solar extraterrestre); geometría solar (elevación solar, declinación); turbiedad atmosférica (espesor óptico de aerosoles). Además, se han generado distintos modelos de regresión basados en *Random Forest* para distintos tipos de días, clasificados según su índice de claridad diario (relación entre los valores diarios acumulados de GHI e irradiación extraterrestre horizontal). El emplazamiento de BRN se ha empleado para el estudio del recurso solar a largo plazo.

Indicadores estadísticos

La comparación de series registradas y modeladas se ha llevado a cabo por medio de indicadores estadísticos de: dispersión (sesgo, error medio absoluto o MAD, y desviación cuadrática media, RMSD); similitud de distribuciones (Kolomogorov-Smirnoff integrado, KSI, y OVER); desempeño general (índice de rendimiento combinado, CPI), que combina tanto índices de dispersión como de similitud de distribuciones. Para una descripción detallada de estos indicadores, el lector es referido a un reciente trabajo de revisión elaborado por Gueymard (Gueymard 2014).

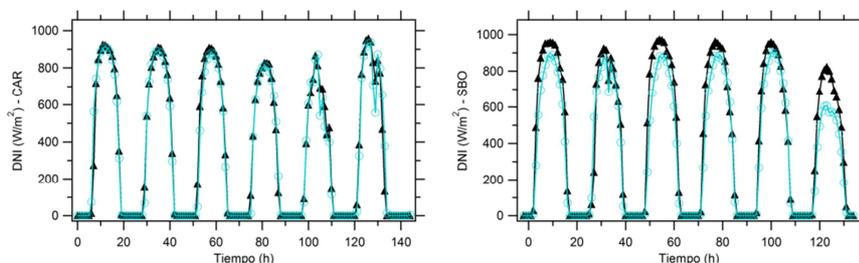
RESULTADOS

Datos registrados

En los emplazamientos analizados se ha encontrado una variabilidad interanual de GHI de hasta el 9% y de DNI de hasta el 29%. Asimismo, se ha encontrado una dependencia de dicha variabilidad respecto al promedio anual del índice de claridad (ratio entre la GHI anual media en el emplazamiento y la correspondiente irradiación solar extraterrestre anual sobre plano horizontal). Este resultado hace recomendable el uso de series de irradiancia solar de larga duración para una correcta estimación del recurso solar a largo plazo. No obstante, dada la escasa disponibilidad de dichos registros (en particular, en emplazamientos donde se planea instalar una planta solar), es recomendable el uso de series de irradiancia solar modeladas a partir de imágenes de satélite y bases de datos climáticas para llevar a cabo dicha estimación.

Datos modelados

La Fig. 1 muestra datos registrados de DNI (línea negra con marcadores triangulares), junto a los correspondientes datos modelados (línea verde con marcadores circulares), para los emplazamientos de CAR (izquierda) y SBO (derecha). En el emplazamiento de CAR se aprecia una adecuada estimación de los perfiles diarios de DNI, en particular de sus valores más altos. Por el contrario, en el emplazamiento de SBO se aprecia una subestimación sistemática de la DNI, significativa en sus valores más altos. Este hecho se puede atribuir al efecto de los aerosoles: tanto en la dificultad de su modelado, como de la cuantificación de su efecto en modelos de cielo claro.



Fi. 1. Datos registrados (línea negra, marcadores triangulares) y modelados (línea verde, marcadores circulares) en CAR para el periodo del 20 al 25 de junio de 2009 (izquierda) y en SBO para el periodo del 8 al 13 de abril de 2011 (derecha).

La Tabla 2 muestra la comparación de las series de irradiancia solar modeladas con registros coincidentes y validados. La comparación entre dichas series de irradiancia solar, modeladas y registradas, indica una menor precisión para series modeladas de DNI que para las de GHI, así como una dependencia de dichos resultados en función de la zona climática.

Tabla 2. Comparación a escala horaria entre registros y modelos de irradiancia solar.

Comparación entre GHI registrada y modelada								
	Dispersión				Similitud		General	
	Sesgo		MAD	RMSD		KSI	OVER	CPI
	W/m ²	%	%	W/m ²	%	%	%	%
CAR	2.4	0.6	8.6	56.5	14.1	35.6	1.4	16.3
SBO	-20.5	-3.9	7.8	67.7	12.9	70.8	7.1	25.9
TAM	-24.1	-4.4	8.9	75.4	13.7	76.5	16.7	30.2
TOR	4.3	1.7	19.0	72.0	28.4	57.5	11.8	31.5
Comparación entre DNI registrada y modelada								
	Dispersión				Similitud		General	
	Sesgo		MAD	RMSD		KSI	OVER	CPI
	W/m ²	%	%	W/m ²	%	%	%	%
CAR	-5.2	-1.1	17.6	116.2	24.6	154.8	68.9	68.2
SBO	-90.4	-15.2	22.5	185.9	31.3	329.6	240.4	158.1
TAM	13.0	2.3	20.6	163.8	29.4	158.6	72.8	72.6
TOR	-26.6	-10.0	38.9	155.1	58.1	218.5	133.7	117.1

Los modelos de irradiancia solar para emplazamientos situados en climas desérticos pueden mostrar sesgos altos debido a sus imprecisiones en situaciones de cielo claro, aunque la

desviación cuadrática media suele ser superior en climas Continentales. Este hecho se debe a que el efecto de las nubes en la radiación solar, el principal atenuante atmosférico, puede darse a alta frecuencia (desde minutos) mientras que el efecto de los aerosoles es de menor intensidad y del orden de horas (y por tanto su dinámica temporal es más fácil de seguir).

Los modelos de GHI reproducen con precisión ($KSI < 100\%$) la distribución de probabilidad registrada a escala horaria en todos los emplazamientos analizados. Por el contrario, los modelos de DNI reproducen con poca precisión ($KSI > 100\%$) la distribución de probabilidad registrada a escala horaria, siendo sus resultados muy distintos según la zona climática analizada. Cabe destacar que dicha distribución tiene impacto en la producción de sistemas solares de concentración, debido a la necesidad de desenfoco de los sistemas ópticos cuando se sobrepasa el umbral de energía admisible por el sistema.

Adaptación local

Los resultados encontrados en series de irradiancia solar modeladas (sesgos de hasta un 4.2% en GHI, y un 15.2% en DNI, así como valores de $KSI > 100\%$ para DNI) sugieren el empleo de técnicas de adaptación local con registros terrestres validados para una adecuada evaluación del recurso solar y su variabilidad interanual.

La Fig. 2 muestra a modo de ejemplo gráficos de dispersión entre irradiancia medida, modelada y ajustada localmente. En la gráfica izquierda se muestra dicha dispersión para la GHI, tanto modelada (cruces rojas) como ajustada linealmente (puntos azules) para TAM, donde se aprecia una notable reducción de la dispersión. En la gráfica derecha se muestra dicha dispersión para la DNI, tanto modelada (cruces rojas) como ajustada por *Random Forest* (puntos verdes). En este caso existe una marcada dispersión entre el modelo inicial y los registros, con valores modelados mayoritariamente inferiores. La adaptación local por *Random Forest* reduce considerablemente dicha dispersión.

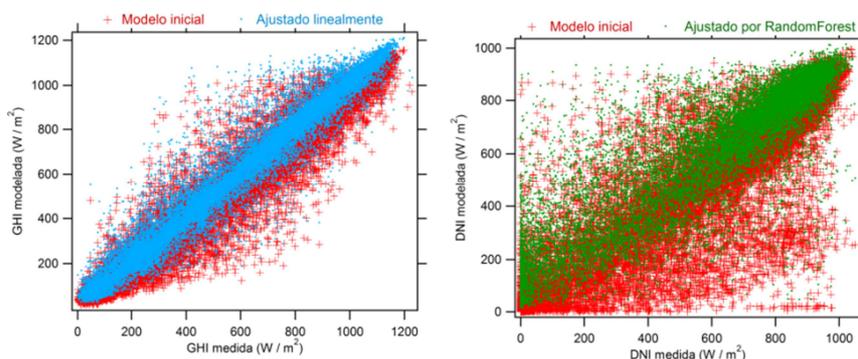


Fig. 2. Dispersión entre GHI modelada, ajustada linealmente y registrada (izquierda), así como DNI modelada, ajustada por *Random Forest* y registrada (derecha).

La Fig. 3 muestra los indicadores estadísticos obtenidos por la comparación de series de GHI horarias registradas con las correspondientes series modeladas y adaptadas localmente. En este caso, los sesgos encontrados a partir del modelo de irradiancia (~4% en los emplazamientos de SBO y TAM) son reducidos por medio de la adaptación local por

debajo del 3% y del 2%, para los procedimientos lineal y basado en *Random Forest*, respectivamente. No obstante, los otros indicadores de dispersión analizados (MAD y RMSD) son similares en promedio tanto en el modelo de irradiancia (11% y 17%, respectivamente) como en la adaptación lineal (10% y 16%, respectivamente) y en la basada en *Random Forest* (10% y 17%, respectivamente). Por el contrario, la adaptación local conlleva una mejora en la reproducción de las distribuciones de series de GHI registradas, que se traduce en una reducción de los parámetros KSI (desde un 60% en el modelo de irradiancia, a un 40% y un 42% para las adaptaciones lineales y basadas en *Random Forest*) y OVER (desde un 9% en el modelo de irradiancia, a un 5% para ambas adaptaciones).

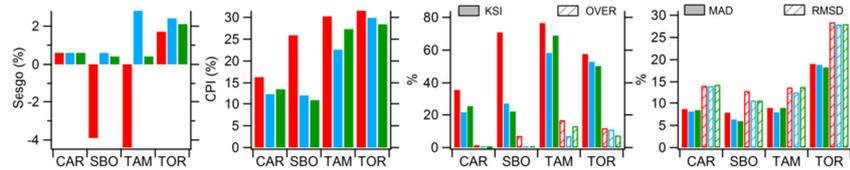


Fig. 3. Indicadores estadísticos de la comparación de series horarias de GHI registradas y: modeladas (rojo); ajustadas linealmente (azul); ajustadas por *Random Forest* (verde).

Los indicadores estadísticos obtenidos por la comparación de series de DNI horarias registradas con las correspondientes series modeladas y adaptadas localmente se muestran en la Fig. 4. Dichos indicadores muestran que el modelado de DNI es menos preciso que el de GHI, lo cual puede ser debido a su mayor dependencia frente a nubosidad y aerosoles. En particular, los sesgos encontrados en el modelo inicial de DNI (en promedio, 6% llegando hasta el 15%) se reducen de forma drástica aplicando las técnicas de adaptación local, tanto basadas en regresión lineal (~2%) como de aprendizaje estadístico (~0%).

Los demás indicadores de dispersión analizados mejoran ligeramente con la adaptación local, especialmente con la técnica *Random Forest* (que reduce en un 11% y un 3% el MAD y el RMSD, respectivamente, frente a la correspondiente reducción en 9% y 2% que produce la adaptación lineal). Asimismo, cabe destacar que el procedimiento de adaptación local conlleva una marcada mejora en la reproducción de las distribuciones de series de DNI registradas: tanto el KSI del modelo de irradiancia (215%) como el OVER (129%) se reducen con la adaptación lineal (156% y 80%, respectivamente), y de forma más marcada aún con la adaptación basada en *Random Forest* (127% y 56%, respectivamente).

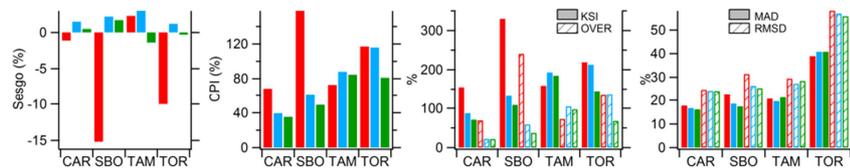


Fig. 4. Indicadores estadísticos de la comparación de series horarias de DNI registradas y: modeladas (rojo); ajustadas linealmente (azul); ajustadas por *Random Forest* (verde).

Largo plazo

La Fig. 5 (izquierda) muestra las series anuales de GHI y DNI en BRN para el periodo 1980-2017. En dicha figura destaca la presencia de bajadas de DNI anual mucho más marcadas que las correspondientes de GHI a principios de los 80 (erupción volcánica de El Chinchón, marzo de 1982) y de los 90 (erupción volcánica del Monte Pinatubo, junio de 1991). Este hecho refleja la mayor dependencia de la DNI que de la GHI respecto a la turbiedad atmosférica, que da lugar a la mayor variabilidad inter-anual de la DNI y a distribuciones anuales de DNI con mayor asimetría.

La Fig. 5 (derecha) muestra las distribuciones empíricas de probabilidad acumuladas (ECDF) de GHI y DNI, así como sus probabilidades de excedencia del 10% (P10), del 50% (P50) y del 90% (P90) (líneas verticales punteadas). En esta figura destaca el amplio rango abarcado por la DNI, así como su marcado carácter asimétrico hacia valores bajos, en contraste con la GHI cuyo rango es menor y su distribución presenta mayor simetría.

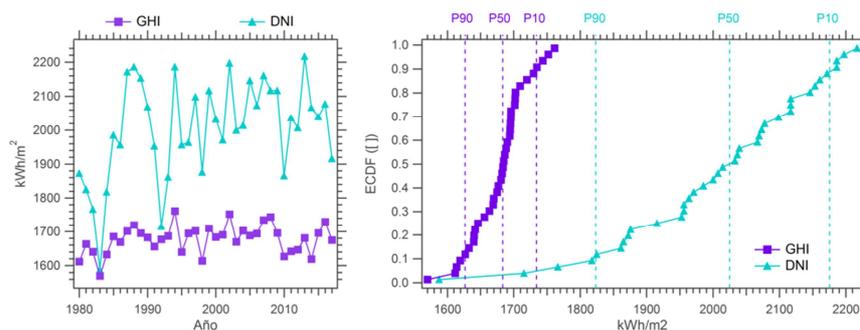


Fig. 5. Series anuales (izquierda) y ECDF (derecha) de GHI y DNI en BRN.

Desafortunadamente, las bases de datos disponibles de imágenes de satélite y de parámetros atmosféricos no proporcionan un periodo suficiente como para caracterizar por sí mismas la variabilidad a largo plazo del recurso solar. Por ejemplo, si hacemos uso únicamente de los últimos 20 años de dicho periodo (1998-2017), obtenemos una estimación de la probabilidad de excedencia del 90% (P90) de la serie anual de DNI sobreestimada (4.9%) con respecto al mismo valor de la serie de largo plazo (1979-2017), si bien el P90 de la GHI es similar en ambos casos (~0.1%). Por otra parte, la probabilidad de excedencia del 99% (P99) calculada a partir de dicho periodo de 20 años está sobreestimada para ambas componentes de la radiación solar: 1.8% para GHI y 14.2% para DNI.

Estos resultados sugieren el uso de funciones de densidad de probabilidad para la caracterización de la variabilidad del recurso solar a largo plazo por medio de un periodo inferior a 20 años. La adaptación local de las distribuciones anuales de GHI y DNI del citado periodo de 20 años (1998-2017) a distribuciones normales permite la cuantificación precisa de los P90 y P99 de GHI (< 1%), pero no de DNI (la cual sobrestima en un 5.7% y 11.5% a los P90 y P99, respectivamente). Por el contrario, la adaptación de la distribución anual de DNI por medio de una distribución Weibull (que da cuenta de la asimetría de la distribución) proporciona valores similares tanto de P90 como de P99 (< 3%). Por último, la idoneidad de estos ajustes se ha comprobado a partir de los test estadísticos Kolmogorov-y Shapiro-Wilk ($p > 0.05$).

CONCLUSIONES

Los distintos componentes atmosféricos, en especial nubes y aerosoles, atenúan la componente directa de la radiación solar por medio de los procesos de absorción y dispersión. Por tanto, parte de dicha radiación directa que ha sido dispersada se convierte en radiación difusa, lo que provoca que la radiación global (suma de las componentes directa y difusa) se vea atenuada en menor grado. Este hecho se refleja en el mejor comportamiento de modelos de GHI frente a los de DNI, tal y como muestran los resultados obtenidos. Por otra parte, la adaptación de series de irradiancia solar modeladas con registros coincidentes y validados es un procedimiento preceptivo para una adecuada estimación del recurso solar en un emplazamiento. Cabe destacar que las desviaciones de la GHI modelada respecto a los correspondientes registros se reducen de forma similar por medio tanto de la adaptación lineal como de la basada en *Random Forest*. Esto indica que dichas desviaciones del modelo de GHI respecto a los correspondientes registros presentan un carácter lineal, en oposición al caso de la DNI, donde la adaptación basada en aprendizaje estadístico da lugar a resultados significativamente mejores que los obtenidos por la adaptación lineal.

La mayor dependencia de la DNI que de la GHI respecto a las condiciones atmosféricas se refleja a su vez en su mayor variabilidad inter-anual, especialmente en años de alta turbiedad atmosférica. Los resultados obtenidos indican que dicha variabilidad, en especial sus valores más extremos, no puede ser caracterizada de forma precisa por series modeladas y ajustadas localmente. Asimismo, el uso de distribuciones probabilísticas paramétricas parece ser una aproximación adecuada en la evaluación precisa de sus escenarios de probabilidad de excedencia, por medio del uso de distribuciones Normal para la GHI y Weibull para la DNI.

AGRADECIMIENTOS

Este estudio fue posible gracias a los datos proporcionados por BSRN, SURFRAD y CAMS.

REFERENCIAS

- Sengupta, M., Habte, A., Gueymard, C., Wilbert, S., & Renne, D. (2017). *Best practices handbook for the collection and use of solar resource data for solar energy applications* (No. NREL/TP-5D00-68886). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- Fernández-Peruchena, C. M., et al. Probabilistic assessment of concentrated solar power plants yield: The EVA methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. In Press.
- Ohmura, A., Dutton, E. G., Forgan, B., Fröhlich, C., Gilgen, H., Hegner, H., ... & Philipona, R. (1998). Baseline Surface Radiation Network (BSRN/WCRP): New precision radiometry for climate research. *Bulletin of the American Meteorological Society*, 79(10), 2115-2136.
- Gueymard, C. A. (2014). A review of validation methodologies and statistical performance indicators for modeled solar radiation data: Towards a better bankability of solar projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 1024-1034.