

DISTRIBUCIÓN ESPACIAL Y TEMPORAL DE LA IRRADIACIÓN SOLAR EN EL URUGUAY

Rodrigo Alonso Suárez – rodrigoa@fing.edu.uy

Mauro D'Angelo – mdan@fing.edu.uy

Gonzalo Abal – abal@fing.edu.uy

Instituto de Física, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República
Herrera y Reissig 565, CC 30, CP 11.300, Montevideo, Uruguay

Resumen. Se comparan entre sí para el territorio del Uruguay los estimativos diarios (promedios de largo plazo) de irradiación global de los modelos SSE (Surface Solar Energy) y del MSU (Mapa Solar del Uruguay) y tres series de datos de superficie de largo plazo. Se presenta evidencia que sugiere que las peculiaridades del clima de la costa Atlántica no son bien reflejadas en un modelo global como el SSE. Por otro lado, se presenta una versión mejorada del modelo de Tarpley (BDJPT) con dependencia de los coeficientes en el brillo de la imagen satelital y se evalúa su desempeño sobre el territorio uruguayo comparando los estimativos de irradiación diaria de este modelo aplicado a dos años de imágenes satelitales GOES-13, con datos de superficie simultáneos e independientes de seis estaciones de la nueva red de medidas de irradiación que opera desde 2010. Los datos de estas estaciones no se usan para ajustar los coeficientes del modelo. El ajuste entre estimativos y medidas es bueno, con un RMS diario de 6.5% de la media de las medidas. No se observan desvíos sistemáticos significativos ni por región, ni por época del año.

Palabras clave: Energía solar, Recurso solar, Irradiación global.

1. INTRODUCCIÓN

La estimación del recurso solar en el Uruguay ha experimentado importantes avances en los últimos años. Hasta hace pocos años existían escasos datos confiables y ningún modelo de irradiancia solar adecuadamente validado. Se ha logrado revertir esta situación en poco tiempo y existen hoy dos redes de medida de irradiancia solar con 18 puntos distribuidos en el territorio. Las medidas, en su mayoría con menos de dos años, están sujetas a controles de calidad y los radiómetros utilizados en ambas redes se calibran periódicamente utilizando un estándar secundario (Kipp & Zonen, CMP22). Todo ello apunta a garantizar la calidad de las medidas en el mediano plazo. Se han realizado en los últimos años varios trabajos de análisis de la información de heliofanía disponible (Grossi Gallegos y Spreafichi, 2007; Raichijk et al., 2006). En 2009 se realizó una primer caracterización de la distribución espacial de la irradiación global sobre plano horizontal a partir de datos de heliofanía (Abal et al., 2009) y el primer Mapa Solar del Uruguay (Abal et al., 2010) se basó en este trabajo. Actualmente, la estimación del recurso solar en superficie se basa cada vez más en el uso de imágenes satelitales y modelos adecuados (Ceballos et al., 2004; Colle y Pereira, 1998). Usando datos de la nueva red de medidas se han concretado los primeros avances en esta dirección en el Uruguay, implementando localmente el modelo de Tarpley (Tarpley, 1979; Justus et al., 1986), que permite estimar irradiación horaria a partir del canal visible de imágenes de satélites meteorológicos geostacionarios, aumentando considerablemente la resolución espacial y temporal de los estimativos de radiación disponibles (Alonso Suárez et al., 2011). Recientemente, se ha introducido una dependencia de brillo en el modelo, lo cual mejora sustancialmente su capacidad predictiva (Alonso Suárez et al., 2012).

En este trabajo, describimos brevemente la situación actual del modelado de irradiación solar en el Uruguay y realizamos una comparación sobre todo el territorio de los diferentes modelos con datos de tierra, tanto en el largo como en el corto plazo. Hemos incluido en la comparación los estimativos del modelo SSE/NASA, que integra 23 años de información satelital con datos de superficie para producir estimativos a escala continental de irradiación solar diaria promedio. Este modelo es muy utilizado por fabricantes, diseñadores e instaladores de sistemas solares térmicos, por lo que evaluar su desempeño real contra medidas en regiones particulares resulta de interés. La Sección 2 presenta los modelos existentes y aporta los detalles de las estaciones de medida utilizadas para este trabajo. En la Sección 3 se presentan los resultados de la comparación de los modelos contra datos de tierra de largo y corto plazo. En la Sección 4 presentamos nuestras conclusiones.

2. ESTIMACIÓN DEL RECURSO SOLAR

Un requisito previo para modelar el recurso solar es contar con una base de medidas de tierra de calidad controlada. En el Uruguay, antes de 2010 se contaba con pocas series históricas de irradiación global y solo dos de ellas (códigos ZU, ME en la Tab. 1) con niveles de calidad aceptables. Actualmente, se cuenta con dos redes de medidas

complementarias que proporcionan una amplia cobertura del territorio. Los detalles de las estaciones se indican en la Tab. 1. Algunos puntos de medida que entraron en operación recientemente no se incluyen en la Tab. 1, ni en la Fig. 1. Esta figura muestra la distribución espacial de las medidas y los puntos marcados en verde corresponden a series de medidas de largo plazo (más de 4 años). Los puntos indicados en naranja están equipados con sensores Li-Cor y pertenecen a la red operada por la compañía estatal de generación y distribución de energía eléctrica (UTE, Uruguay). La otra red de medida, con puntos azules en la figura, es mantenida y operada por el Grupo de Modelado y Análisis de Radiación Solar (GMARS) de la Facultad de Ingeniería (FING) de Montevideo y está equipada con piranómetros Kipp & Zonen CMP6 y CMP11. En suma, existen tres puntos con medidas de largo plazo, otros 9 puntos con menos de dos años de datos y han iniciado su operación recientemente otros 9 puntos.

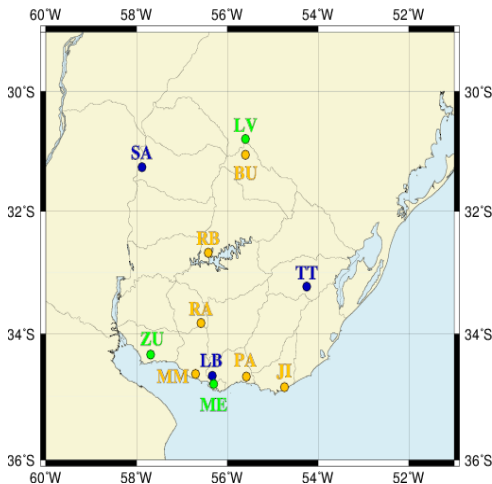


Tabla 1: Descripción de las estaciones de medidas de irradiación solar global. Latitud y longitud (Sur y Oeste respectivamente) en grados decimales.

nombre	cód.	lat.	lon.	período
Brujas	LB	-34.67	-56.34	01/2010 – actual
Salto	SA	-31.27	-57.89	06/2010 – actual
T. y Tres	TT	-33.28	-54.17	05/2010 – actual
B. Unión	BU	-31.06	-55.60	04/2010 – actual
J. Ignacio	JI	-34.85	-54.74	06/2010 – actual
P. Afilar	PA	-34.68	-55.68	11/2009 – actual
Mc Meekan	MM	-34.64	-56.70	03/2011 – actual
R. Arias	RA	-33.82	-56.58	02/2011 – actual
R. Bonete	RB	-32.80	-56.42	04/2010 – actual
Estanzuela	ZU	-34.33	-57.73	10/1969 – 11/1977
Livramento	LV	-30.83	-55.60	11/2001 – 03/2011
Melilla	ME	-34.77	-56.27	10/2005 – 09/2010

Figura 1: Distribución geográfica de las estaciones de medida con más de un año de datos. Azul: piranómetros Kipp & Zonen CMP6 o CMP11. Naranja: Sensores Li-Cor LI200SZ. Verde: Series de medidas de largo plazo.

2.1 Mapa solar del Uruguay

El Mapa Solar del Uruguay (en adelante, MSU), se culminó en 2009 y representa el primer esfuerzo sistemático por relevar la variabilidad espacial y temporal del recurso solar en el Uruguay (Abal et al., 2010). La metodología utilizada se basa en la correlación de Angström-Prescott (Angström, 1924; Prescott, 1940; Page, 1964),

$$\bar{H} = \bar{H}_0 \left[a + b \frac{\bar{N}}{\bar{N}_0} \right] \quad (1)$$

entre la irradiación solar global horizontal diaria promedio, \bar{H} , normalizada por la correspondiente irradiación diaria extraterrestre \bar{H}_0 y la heliofanía relativa promedio. La heliofanía relativa se calcula normalizando el número de horas claras del mes, \bar{N} , (horas con irradiancia global sobre el umbral de 120 W/m²) usando el número máximo de horas de sol, \bar{N}_0 , para ese mes. Las cantidades H_0 y N_0 , dependen del día del año y la latitud en la forma usual (Iqbal, 1983) y las barras indican valores medios mensuales. La heliofanía se registra usualmente en las estaciones del servicio meteorológico y existen por lo tanto registros confiables de largo plazo. Sin embargo, las series de medidas de irradiancia solar con extensión suficiente para tener significancia climatológica, son escasas y no tan confiables. En puntos donde existen registros simultáneos de irradiación y heliofanía, es posible determinar las constantes a y b en la Ec. (1). El MSU se basó en un análisis de la variación espacial de estas constantes (Fig. 2, Izq.) asumiendo que las mismas no dependen del tiempo.

Luego de una depuración previa de las series existentes, el conjunto de datos utilizado para el MSU incluyó 3 series de irradiación global diaria de largo plazo (códigos ZU, LV y ME en la Tab. 1) y 15 series de heliofanía, también de largo plazo, distribuidos en el territorio del Uruguay. Las series de heliofanía utilizadas corresponden registros de la Dirección Nacional de Meteorología del Uruguay (DNM) para el período 2000-2009 (10 años) y para 15 ubicaciones en el territorio. Más detalles pueden consultarse en la Memoria Técnica (Abal et al., 2009).

2.2 Modelo NASA/SSE

El proyecto Surface meteorology and Solar Energy (SSE) auspiciado por la División de Ciencias Aplicadas de la NASA, mantiene un servicio de datos globales entre los cuales se cuenta la irradiación solar global horizontal promedio en todo el globo. Para este estimativo, se utilizan datos de superficie y de satélites meteorológicos junto a una versión modificada del modelo de transferencia radiante de Pinker y Lazlo (Pinker and Laszlo, 1992). A través de este modelo se obtienen estimativos de irradiación global diaria promedio, mes a mes, con una resolución espacial de 1° × 1° (latitud,

longitud). En la versión 6.0, éstos se basan en un período de 23 años de datos (Julio 1983 a Junio 2005) y se encuentran disponibles en el sitio web <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.

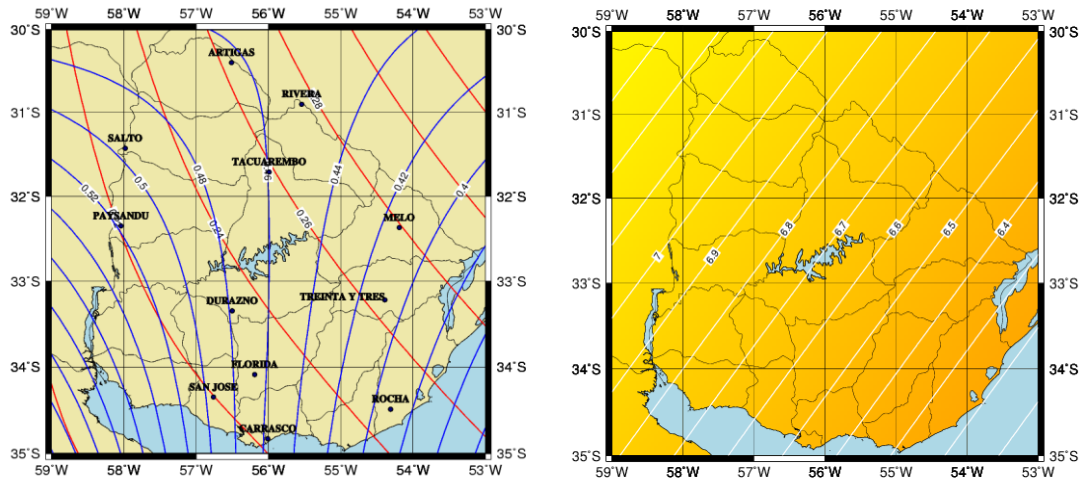


Figura 2: Izquierda: isolíneas para los parámetros a y b de la Ec. (1), (Abal et al., 2010). Derecha: Mapa de irradiancia diaria global horizontal (promedio para el mes de Enero) en unidades de MJ/m^2 . Los valores varían entre $6.2 \text{ MJ}/\text{m}^2$ en la costa Atlántica y $7.2 \text{ MJ}/\text{m}^2$ en la región Noroeste del Uruguay.

Estos estimativos, basados en registros de largo plazo, son ampliamente utilizados por diseñadores e instaladores de la industria solar térmica, por lo cual es de interés compararlos con datos de superficie de largo plazo. Hemos utilizado estos estimativos de irradiación global diaria promedio para cada mes, H^{SSE} , sobre una grilla de $1^\circ \times 1^\circ$, lo cual resulta en 23 nodos uniformemente distribuidos sobre el territorio de interés.

2.3 Modelo de Tarpley con dependencia de brillo

El modelo de Tarpley (Tarpley, 1979) fue uno de los primeros modelos propuestos para estimar irradiación global a nivel de suelo utilizando imágenes de satélite. Este primer modelo presentaba grandes desvíos sistemáticos en los estimativos, problema que se resuelve en gran parte en una versión mejorada propuesta por Tarpley y colaboradores (Justus et al., 1986). En este trabajo nos referiremos a esta versión moderna como modelo de Tarpley o simplemente modelo JPT. El modelo es de concepción estadística y permite estimar irradiación solar global a escala horaria a partir de imágenes del canal visible de un satélite en órbita geoestacionaria. Éste ha sido el primer modelo para estimación de irradiación solar a partir de imágenes satelitales implementado específicamente para el territorio uruguayo (Alonso Suárez et al., 2011).

El mayor atractivo que presenta el modelo JPT es su balance entre simplicidad y precisión. Se parametriza la irradiación horaria en términos de 4 parámetros ajustables,

$$I = I_{sc} \left[(r/r_0)^2 \cos \theta_z (a + b \cos \theta_z + c \cos^2 \theta_z) \right] + d [B_m^2 - B_0^2] \quad (2)$$

donde $I_{sc} = 4920 \text{ kJ}/\text{m}^2$ es el valor horario de la constante solar y $(r/r_0)^2$ es la corrección por la variación de la distancia Tierra-Sol, r , debido a la excentricidad de la órbita terrestre. Esta corrección depende del día del año. El ángulo cenital, θ_z , depende además de la hora del día y la posición (latitud y longitud) en la forma usual (Iqbal, 1983). La Ec. (2) puede interpretarse como un modelo de día claro (caso $d=0$) con una sustracción ($d<0$) debido a la nubosidad. El ajuste y la operación del modelo requieren el cálculo de $\cos \theta_z$ para cada día y hora y en cada punto geográfico donde se desea estimar la irradiación. Una vez determinados los coeficientes, a partir de brillo medio observado por satélite en una celda espacial en torno al punto de interés, B_m , y el brillo de cielo claro, B_0 , para la misma celda e intervalo temporal, se puede estimar la irradiación horaria. En Alonso Suárez et al., 2011 se dan los valores de los coeficientes de la Ec. (2) para el territorio uruguayo y se compara el desempeño del modelo contra datos de superficie independientes. Dada la naturaleza estadística del modelo, estos coeficientes tienen validez regional, no universal.

El modelo de Tarpley tiene una tendencia a sub-estimar irradiación en condiciones de cielo claro y a sobre-estimarla en condiciones de nubosidad parcial. Recientemente hemos mostrado que introduciendo una dependencia de brillo en los parámetros del modelo es posible reducir significativamente estos desvíos sistemáticos (Alonso Suárez et al., 2012). La formulación de este modelo mejorado es,

$$I = \begin{cases} I_{sc} \left[(r/r_0)^2 \cos \theta_z (a_1 + b_1 \cos \theta_z + c_1 \cos^2 \theta_z) \right] + d_1 [B_m^2 - B_0^2] & \text{si } B_m \leq B_m^{th} \\ I_{sc} \left[(r/r_0)^2 \cos \theta_z (a_2 + b_2 \cos \theta_z + c_2 \cos^2 \theta_z) \right] + d_2 [B_m^2 - B_0^2] & \text{si } B_m > B_m^{th} \end{cases} \quad (3)$$

donde el umbral B_m^{th} determina si una hora será considerada de cielo claro o nublado a partir de la información de las imágenes satelitales exclusivamente. Los parámetros se ajustan por separado para horas claras y horas nubosas. El umbral se elige, por simplicidad, como el brillo promedio $B_m^{th} = \overline{B}_m$. De esta manera, se mejora sustancialmente la precisión del modelo en tanto se preserva su simplicidad. Nos referimos a esta versión modificada como BD-JPT (Brightness-Dependent JPT).

Tabla 2: Coeficientes del modelo BD-JPT ajustados para el territorio uruguayo.

Coeficientes Eq. (3)	a	b	c	d (kJ/m ²)
cielo claro (a_1, b_1, c_1, d_1)	0.3634	0.9178	-0.5175	-2.521
cielo nublado (a_2, b_2, c_2, d_2)	-0.0273	1.2260	-0.5022	-0.599

Los datos requeridos para ajustar los parámetros son series horarias de medidas de irradiación global en superficie e imágenes simultáneas en el espectro visible de un satélite geoestacionario de la serie GOES. Los valores de los coeficientes ajustados con datos e imágenes hasta el 31/12/2012 se indican en la Tab. 2. A partir de un conocimiento de los coeficientes, es posible estimar la irradiación global en superficie para todo el territorio de interés a partir de las imágenes de una hora dada. Las imágenes satelitales utilizadas para el ajuste de coeficientes son del satélite GOES 13 que entró en operación en Mayo 2010. En cuanto a las medidas simultáneas de irradiancia hemos utilizado las del conjunto de nuevas estaciones de medidas descritas en la Tab. 1 cuya distribución espacial se indica en la Fig. 1.

Este conjunto de medidas fue dividido en dos subconjuntos. Uno, denominado conjunto de entrenamiento, es el grupo de las medidas que son utilizadas para el ajuste de los coeficientes de los modelos satelitales y es conformado por las tres estaciones (LB, SA y TT) equipadas con piranómetros Kipp & Zonen. El resto de las medidas conforman el conjunto de evaluación de seis estaciones (BU, JI, PA, MM, RA y RB). Este conjunto es utilizado para estimar la incertidumbre del estimador de irradiación solar. En la sub-sección (3.2) se realiza una evaluación del desempeño del modelo BDJPT, de carácter preliminar, a nivel diario y mensual. A medida que se integran más horas al grupo de entrenamiento se puede ir actualizando el valor de los coeficientes, que varían levemente entre dos actualizaciones. En la Tab. 2 se muestra el valor de los coeficientes en su última actualización que incluye medidas e imágenes hasta enero 2012.

3. EVALUACIÓN DE LOS MODELOS

La comparación entre modelos de largo plazo y datos de tierra debe realizarse con series de datos de largo plazo (varios años). Debe tenerse presente que los estimativos irradiación diaria (promedio mensual de largo plazo) basados en diferentes modelos son comparables entre si, pero no lo son con modelos basados en datos de corto plazo (como del JPT), ya que estos últimos pueden estar describiendo un ciclo climático particular (de sequía o de lluvia por encima del promedio de largo plazo). Comparamos por un lado los estimativos de irradiación diaria promedio, H , de los modelos MSU y SSE con las series de medidas de largo plazo y, por otro, comparamos los estimativos del modelo BDJPT de irradiación diaria con medidas de superficie simultáneas de corto plazo.

3.1 Promedios mensuales de irradiación global diaria (largo plazo)

Los estimativos de H del modelo SSE están disponibles sobre una grilla de $1^\circ \times 1^\circ$ lo cual da 23 puntos uniformemente distribuidos en el territorio de interés. En la misma grilla, a partir de los valores de a y b (Fig. 2, Izq.) y de la Ec. (1), se obtienen los estimativos del modelo MSU para cada mes del año. Por razones de espacio, en la Tab. 3 se indican, para cada mes, los valores medios de irradiación global horizontal diaria promediados sobre todo el territorio. Las diferencias entre ambos modelos son pequeñas, del orden del 3 % del promedio anual. Sin embargo, una mirada más cercana permite detectar que estas diferencias no se distribuyen uniformemente en el territorio, sino que son grandes en la costa Atlántica (Sur) y pequeñas en el Norte. Los indicadores utilizados son el desvío medio MBE

$$MBE = \frac{\sum_{i=1}^{N_d} (H_i^{SSE} - H_i^{MSU})}{N_d} \text{ y el desvío cuadrático medio } RMS, \text{ } RMS = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N_d} (H_i^{SSE} - H_i^{MSU})^2}{N_d}} .$$

En la Tab. 4 se muestran estos desvíos calculados para los $N_d = 23$ nodos en los cuales realizamos la comparación de ambos modelos.

Se han definido las zonas Sur y Norte del país, tomando como separación el paralelo de latitud $\varphi_0 = -33^\circ$. Es decir, $\varphi > \varphi_0$ es la zona Norte y $\varphi \leq \varphi_0$ es la zona Sur que incluye la costa Atlántica. La Fig. 3 compara ambos estimativos de irradiación global diaria promedio entre si para cada mes del año. En esta figura se ha usado un código de colores para distinguir los puntos de la región Sur (rojos) de los de la región Norte (azules). En la Tab. 4 se muestra el MBE y el RMS por separado para cada zona, para cada mes del año. El MBE promedio de la zona Sur es más de 4 veces el de la zona Norte. El RMS medio de la zona Sur es casi el doble del RMS de la zona Norte. Ambos modelos discrepan apreciablemente en la zona Sur del territorio y tienden a coincidir en la zona Norte. Los MBE de la zona Sur son

siempre positivos, por lo que a lo largo de todo el año los estimativos de irradiación diaria promedio del modelo SSE son mayores que los del MSU.

Tabla 3: Estimativos de irradiación diaria promedio para cada mes del año correspondientes al modelo SSE y al MSU. Se indican los promedios mensuales sobre todo el territorio de interés en MJ/m².

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Anual	N _s
MSU	24.0	21.0	16.9	13.0	9.8	7.7	9.0	11.5	14.8	18.4	22.7	23.8	16.1	23
SSE	24.4	20.8	17.7	13.1	10.4	8.4	9.4	12.2	15.8	19.1	23.0	24.8	16.6	23

Tabla 4: Desvíos medios (*MBE*, arriba) y cuadráticos medios (*RMS*, abajo) entre los estimativos de irradiación diaria promedio del modelo SSE y del modelo MSU, para cada mes del año en MJ/m². Se indican por separado los desvíos para la región Norte, la región Sur y para el total. La penúltima columna corresponde a la media anual y la última indica el número de sitios considerado en cada caso. Los desvíos se muestran en el panel izquierdo de la Fig. 4.

Región	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	\overline{MBE}	N _s
Norte	-0.1	-0.7	0.3	-0.2	0.4	0.7	0.2	0.3	0.6	0.4	0.1	0.6	0.23	14
Sur	1.2	0.6	1.3	0.5	0.9	0.7	0.7	1.2	1.6	1.0	0.6	1.5	0.98	9
Todo	0.4	-0.2	0.7	0.1	0.6	0.7	0.4	0.6	1.0	0.7	0.3	1.0	0.52	23

Región	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	\overline{RMS}	N _s
Norte	0.5	0.8	0.5	0.4	0.5	0.7	0.3	0.4	0.7	0.6	0.5	0.9	0.6	14
Sur	1.2	0.6	1.3	0.5	0.9	0.7	0.7	1.2	1.6	1.1	0.7	1.6	1.1	9
Todo	0.9	0.7	0.9	0.4	0.7	0.7	0.5	0.8	1.2	0.8	0.6	1.2	0.8	23

La misma información se muestra en la Fig. 4, donde se grafican el *MBE* (Izq.) y el *RMS* (Der.) para cada mes, para cada uno de los grupos (región Norte en azul; región Sur en rojo). En el panel izquierdo se destacan los grandes desvíos medios para la región Sur, todos positivos y mucho mayores que los de la región Norte en casi todos los meses del año. Esta información muestra que ambos modelos para *H* discrepan en la región Sur del territorio, con predicciones sistemáticamente mayores más altas del modelo SSE. Esto puede deberse a que ciertas particularidades climáticas del clima costero húmedo de la región Sur, como las brumas y nieblas persistentes durante varios meses del año, no sean adecuadamente descritas por un modelo genérico como el SSE.

Tabla 5: Desvíos medios (*MBE*) y desvío cuadrático medio (*RMS*) de los estimativos (MSU y SSE) de irradiación global horizontal diaria (promedio mensual) con respecto a datos de tierra de largo plazo en las estaciones Estanzuela (ZU), Melilla (ME) y Livramento (LV). Los valores nulos corresponden a desvíos absolutos menores a 0.05. El promedio anual de todas las medidas es 16.2 MJ/m². La comparación se muestra gráficamente en la Fig. 3.

estación	modelo MSU				modelo SSE	
	<i>a</i>	<i>b</i>	MBE (MJ/m ²)	RMS (MJ/m ²)	MBE (MJ/m ²)	RMS (MJ/m ²)
ZU	0.21	0.55	-0.4	0.8	-0.3	0.8
LV	0.23	0.53	-0.1	0.5	0.0	0.7
ME	0.20	0.48	0.0	0.2	1.4	1.7
promedio			-0.2	0.5	0.4	1.1

Para elucidar la cuestión deberían compararse los estimativos de ambos modelos con series de datos de irradiancia independientes y con significancia climatológica (más de 10 años). Como ya mencionamos, los datos de la red de estaciones cuentan con menos de dos años, por lo que sólo representan una opción a futuro. Por otro lado, podemos utilizar las series de largo plazo indicadas en la Tab. 1, pese a que no cumplen el criterio de independencia (han sido utilizadas para obtener el mapa de parámetros de la Fig. 2, Izq.). Para la comparación con datos de superficie de las estaciones ZU, LV y ME (ver Tab. 1), se han generado en línea los estimativos del modelo SSE de irradiación diaria promedio *H* para cada mes en estas ubicaciones. Para generar los estimativos del modelo MSU, se determinan los valores de *a* y *b* para la ubicación de cada estación (Fig. 2) y luego se utiliza la Ec. (1) para generar *H* para cada mes. En la Tab. 5 se resume la comparación entre los estimativos de ambos modelos y los datos de superficie. La misma información se indica gráficamente en la Fig. 3. En ambos casos el valor de referencia es la medida de superficie. Los desvíos *MBE* de ambos modelos son muy pequeños en todos los casos (en media, inferiores a de la media anual de las medidas).

En suma, la evidencia experimental limitada sugiere que el modelo SSE tiende a sobre-estimar la irradiancia diaria promedio en la zona costera del territorio, en tanto que el MSU, ajustado con datos locales, produce estimativos más bajos y cercanos a las medidas de superficie.

3.2 Irradiación global diaria (corto plazo)

Hasta el momento el modelo BDJPT utiliza exclusivamente imágenes GOES 13 para evitar algunos problemas conocidos asociados a las diferentes calibraciones de los radiómetros de los satélites de la serie GOES. Además, las nuevas redes de medida que son soporte del modelo, tienen menos de dos años operando. Por tanto, una comparación con medidas o estimativos de largo plazo carece de significado. Sí es posible comparar los estimativos de irradiación

global (horaria o diaria) con medidas simultáneas independientes. Esta comparación es realizada con datos e imágenes del período mayo 2010 a febrero 2012.

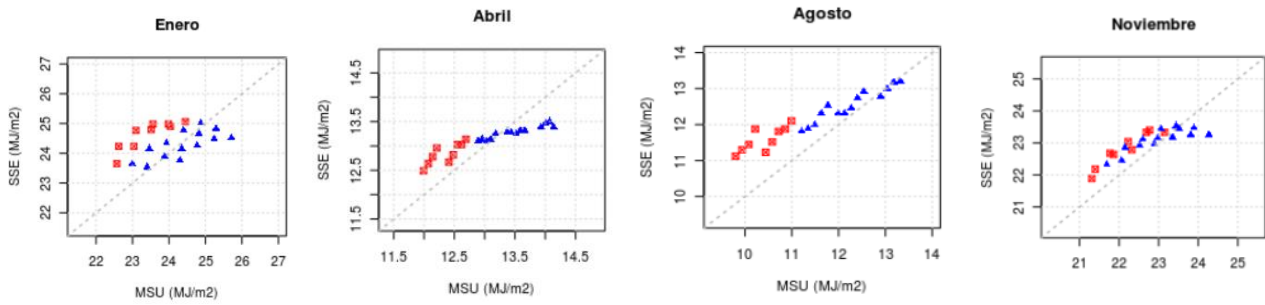


Figura 3: Estimativos de irradiación global horizontal diaria (promedio mensual) de los modelos SSE vs. MSU para cuatro meses representativos. Triángulos azules: región Norte ($\phi > \phi_0$), cuadrados rojos: región Sur ($\phi \leq \phi_0$).

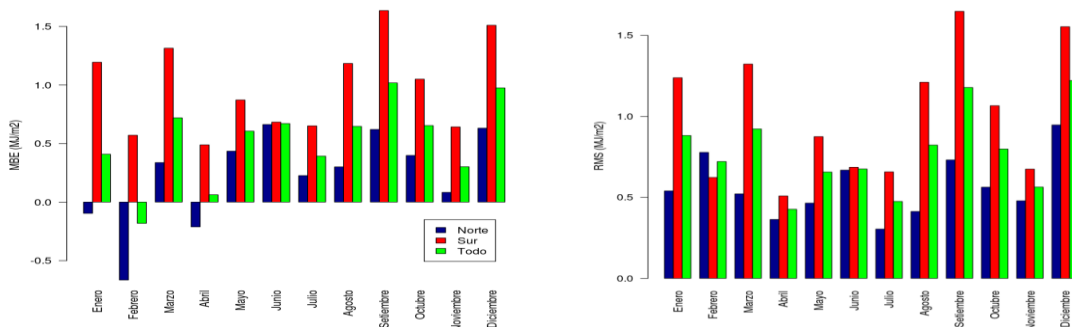


Figura 4: Izquierda: Desvíos medios (*MBE*) de estimativos de irradiación diaria promedio de los modelos SSE y MSU para cada mes. Desvíos para la región Norte (azul), la región Sur (rojo) y para el conjunto de los 23 sitios (verde). Derecha: Desvíos *RMS* para cada mes del año, con el mismo código de colores.

Una comparación definitiva será realizada una vez que se cuente con suficiente estadística de datos e imágenes. Para esta comparación preliminar se utilizan las medidas de superficie del conjunto de estaciones de evaluación indicadas en naranja en la Fig. 1. Se adopta el criterio de no generar el acumulado diario si faltan imágenes o datos de una o más horas. A efectos de generar los estimativos mensuales de las medidas, un pequeño número de horas faltantes fueron interpoladas a partir de horas vecinas. No se interpola cuando falta más de una hora consecutiva. En la Tab. 6 se resumen los resultados de la comparación entre los estimativos de irradiación diaria del modelo BD-JPT y las medidas para el conjunto de estaciones de evaluación. Los parámetros *rMBE* y *rRMS* refieren al desvío promedio y al desvío cuadrático medio respectivamente, expresados como porcentaje de la media de las medidas en cada caso.

En la Tab. 7 se indican los promedios mensuales de irradiación diaria en comparación con medidas en Tierra para para el período 05/2010 al 02/2012. La Fig. 6 (Der.) muestra estos valores como un diagrama de dispersión. Los puntos en naranja corresponden a las estaciones de la región Sur (costa Atlántica) mientras que los azules con estaciones en la región Norte. El *RMS* diario promediado sobre todo el territorio (ponderado por la cantidad de días en cada estación) es de 6.5% de la media para 1534 días de medidas. La Fig. 6 (Izq.) muestra los diagramas de dispersión de irradiación diaria medida vs. estimada. No se observan tendencias sistemáticas significativas, salvo para baja irradiación (horas con alta nubosidad o sol muy bajo). No se observa una desviación sistemática significativa por región y la incerteza promedio asociada a los estimativos mensuales es de 0.55 MJ/m² o 3.5% de la media de las medidas, 15.9 MJ/m².

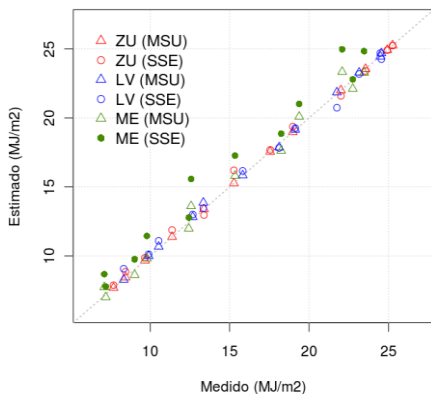


Tabla 6: Desvío medio y desvío cuadrático medio para la comparación entre estimativos de irradiación diaria y las medidas en las estaciones de evaluación indicadas, expresados como % de la media de las medidas *H*.

Cód. est.	N_d (días)	H (MJ/m ²)	rMBE (%)	rRMS (%)
BU	226	13.7	4.5	9.7
JI	365	19.5	-0.7	5.2
PA	203	13.0	3.2	8.1
MM	176	18.6	2.8	6.2
RA	185	18.8	0.0	5.2
RB	388	19.2	0.8	5.6

Figura 5: Estimativos del MSU (triángulos) y del modelo SSE (círculos) vs. datos de largo plazo para las localidades Estanzuela (ZU), Livramento (LV) y Melilla (ME).

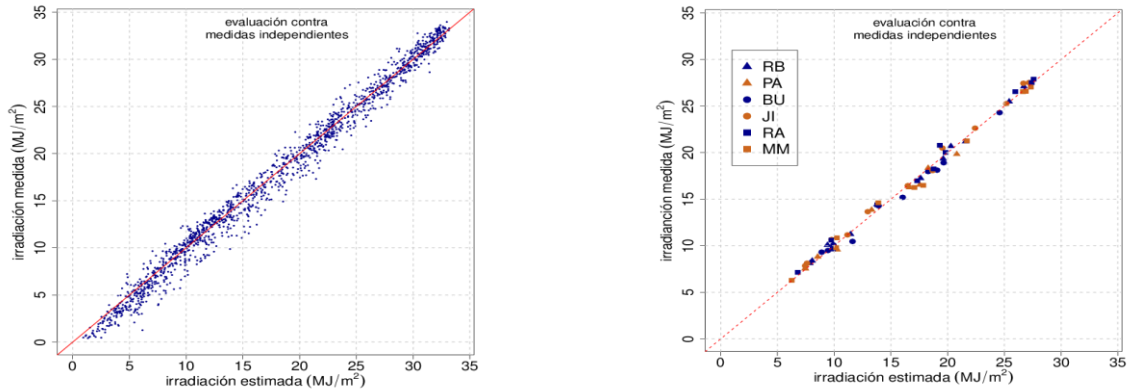


Figura 6: Gráficos de dispersión entre irradiación medida en superficie (ordenadas) y los estimativos (absisas) del modelo BD-JPT. Izquierda: Irradiación diaria; Derecha: promedios mensuales de irradiación diaria.

Tabla 7: Comparación (período del 05/2010 al 02/2012) entre promedios mensuales de corto plazo de irradiación diaria (medidas vs. estimativos BD-JPT) para cada mes del año. Valores en MJ/m².

Cód. est.	Ene		Feb		Mar		Abr		May		Jun	
	med.	BDJPT	med.	BDJPT	med.	BDJPT	med.	BDJPT	med.	BDJPT	med.	BDJPT
BU	—	—	18.9	19.7	18.0	18.3	14.3	13.9	10.1	9.9	9.3	8.9
JI	27.4	26.7	22.6	22.4	20.5	19.5	13.7	13.0	10.7	9.8	7.8	7.4
PA	—	—	19.8	20.8	18.4	18.3	—	13.3	8.8	8.5	7.6	7.4
MM	27.0	27.3	21.3	21.7	—	—	14.6	13.9	10.8	10.2	6.3	6.3
RA	27.9	27.6	20.0	19.8	20.8	19.3	14.4	13.8	10.6	9.8	7.2	6.8
RB	25.5	25.4	21.2	21.6	20.7	20.3	14.4	13.8	10.1	9.4	8.1	7.9

Cód. est.	Jul		Ago		Set		Oct		Nov		Dic		RMS total
	med.	BDJPT	med.	BDJPT	med.	BDJPT	med.	BDJPT	med.	BDJPT	med.	BDJPT	
BU	9.5	9.5	10.5	11.6	15.2	16.0	18.1	19.1	—	—	—	—	0.7
JI	8.1	7.6	11.2	11.2	16.5	16.5	18.1	18.7	25.3	25.2	27.5	27.2	0.6
PA	7.5	7.5	9.6	10.3	16.3	16.6	16.5	17.5	—	—	—	—	0.6
MM	6.8	7.2	9.8	10.2	16.3	17.1	16.5	17.9	26.6	26.6	26.6	26.9	0.6
RA	6.0	6.3	9.7	9.9	17.0	17.3	18.2	18.6	27.5	27.4	26.5	26.0	0.6
RB	8.4	8.1	11.2	11.5	17.2	17.6	19.3	19.6	26.6	26.8	27.1	26.7	0.3

4. CONCLUSIONES

Presentamos una comparación para el territorio del Uruguay entre estimativos de largo plazo de irradiación diaria (promedio mensual) de los modelos SSE (Surface Solar Energy) y del MSU (Mapa Solar del Uruguay). Se compara también con datos de superficie de largo plazo de tres estaciones. Para la comparación entre ambos modelos, el *rRMS* es de 5% y el *rMBE* del 3% de la media anual del MSU de 15.8 MJ/m². Ambos modelos concuerdan bien en la región Norte del país, pero los estimativos del SSE son consistentemente mayores en la región Sur del país. Una comparación con datos de tierra sugiere que los estimativos del SSE sobre-estiman la irradiación diaria promedio con respecto a las medidas en el caso de la estación más cercana a la costa Atlántica. Posiblemente las peculiaridades del clima de la costa Atlántica no son bien reflejadas en un modelo global como el SSE.

Por otro lado, utilizamos una versión mejorada del modelo de Tarpley (BDJPT) con dependencia de los coeficientes en el brillo de la imagen satelital y comparamos sobre el territorio uruguayo los estimativos de irradiación diaria de este modelo contra datos simultáneos independientes de superficie de seis estaciones de medida. El ajuste entre estimativos y medidas es excelente, con un *RMS* diario de 6.5% y 3.5% para promedios mensuales de irradiación diaria, en ambos casos relativos a la media de las medidas. No se observan desvíos sistemáticos significativos ni por región, ni por época del año. Una evaluación definitiva de este modelo se realizará cuando se cuente con al menos 5 años de datos de la red de medidas.

Agradecimientos

Agradecemos a UTE (Uruguay) e INMET (Brasil) por el uso de sus datos. Este trabajo contó con apoyo financiero de CSIC (UdelaR) y Fondo Sectorial de Energía (FSE-ANII), Proy. 2009-10-1.

REFERENCIAS

Abal, G., D'Angelo, M., Cataldo, J., and Gutierrez, A., 2009. Memoria Técnica del Mapa Solar del Uruguay. Technical report, Facultad de Ingeniería <http://www.fing.edu.uy/if/solar/memoria-mapa-solar-v1.pdf>

Abal, G., D'Angelo, M., Cataldo, J., and Gutierrez, A., 2010. Mapa solar del Uruguay. In Anales de la IV Conferencia Latinoamericana de Energ Solar (IV ISES-CLA), pages 1–12, Universidad Nacional del Cusco, Perú.

- Alonso Suárez, R., Abal, G., Siri, R., and Musé, P., 2011. Global solar irradiation assesment in Uruguay using Tarpley's model and GOES satellite images. In annals of the Solar World Congress (SWC 2011), Kassel, Germany.
- Alonso Suárez, R., Abal, G., Siri, R., and Musé, P., 2012. Brightness-dependent Tarpley model for solar irradiation from GOES satellite images. Solar Energy, aceptado para publicación en julio 2012.
- Angström, A., 1924. Solar and terrestrial radiation. Report to the international commission for solar research on actinometric investigations of solar and atmospheric radiation. Q. J. Royal Meteorological Society, 50(210):121 – 126.
- Ceballos, J., Bottino, M. J., and Souza, J. M. D., 2004. A simplified physical model for assessing solar radiation over Brazil using goes 8 visible imagery. Journal of Geophysical research, 109:1–14.
- Colle, S. and Pereira, E. B. (1998). Atlas de irradiação solar do Brasil, (1a versão para irradiação global derivada de satélite e validada na superfície). Technical Report, LABSOLAR - Laboratório de Energia Solar Departamento de Engenharia Mecânica, UFSC.
- Grossi Gallegos, H. and Spreafichi, M. I., 2007. Análisis de las series de promedios anuales de heliofanía (duración de la insolación) en Uruguay. Energías Renovables y Medio Ambiente, 20:31– 35.
- Iqbal, M. (1983). An introduction to Solar Radiation. Academic Press.
- Justus, C., Paris, M., and Tarpley, J., 1986. Satellite-measured insolation in the United States, Mexico, and South America. Remote Sensing of Environment, 20(1):57–83.
- Page, J., 1964. The estimation of monthly mean values of daily total short-wave radiation of vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitudes 40N-40S. In Proc. of the U.N. Conference on New Sources of Energy, Volume 4, page 378.
- Pinker, R. and Laszlo, I., 1992. Modeling surface solar irradiance for satellite applications on global scale. J. Appl. Meteorol., 31:194–211.
- Prescott, J., 1940. Evaporation from a water surface in relation to solar radiation. Trans. R. Soc. Sci. S. Austr, 64:114–118.
- Raichijk, C., Grossi Gallegos, H., and Righini, R., 2006. Variabilidad espacial de la heliofanía (duración de la insolación) en la pampa húmeda Argentina, Uruguay y sur del Brasil. Energías Renovables y Medio Ambiente, 19:33– 37.
- Tarpley, J., 1979. Estimating incident solar radiation at the surface from geostationary satellite data. Journal of Applied Meteorology, 18:1172.

SPATIAL AND TEMPORAL DISTRIBUTION OF SOLAR IRRADIATION IN URUGUAY

Abstract. *Monthly average daily estimates of global solar irradiation from the SSE (Surface Solar Energy) and the MSU (Uruguay's Solar Map) are compared against long-term data from three stations within the uruguayan territory. Good agreement between both models is found in the northern part of the territory, but significant discrepancies are found in the southern area. A comparison with ground data suggests that the climatic peculiarities of the Atlantic coastal areas of the country are not reflected in a global model such as SSE's, which systematically over-estimates solar irradiation in those areas. In the second part of the paper, an improved version of Tarpley's model is presented and evaluated on a daily basis against simultaneous independent ground data from six surface stations which are part of the new network in operation in the country since 2010. This version (BDJTP) of Tarpley's model includes a brightness dependence in the coefficients which significantly improves its accuracy. The model is applied to a series of two years of GOES-13 images and the resulting global irradiation estimates on horizontal surface are compared with ground data. The agreement between estimates and measurements is found to be very good, with a daily RMS of 6.5 % (3.5 % for monthly averages) relative to the average of the measurements. No significant sistematic errors are observed within regions or months of the year.*

Key words: Solar Energy, Solar resource, Global irradiation.