

FILTRADO ESPACIAL DE LA VARIABILIDAD DEL RECURSO SOLAR: APLICACIÓN A LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN URUGUAY

G. Giacosa ⁽¹⁾, R. Alonso-Suárez ⁽²⁾, A. Laguarda ⁽¹⁾

(1)Laboratorio de Energía Solar (LES), Facultad de Ingeniería, Universidad de la República
Herrera y Reissig 565, CP 11300, Montevideo, Uruguay. Tel:+598 2711 0905

(2)Laboratorio de Energía Solar (LES), CENUR Litoral Norte, Universidad de la República
Cno. Luis B. Berres, km 508, CP 50000, Salto, Uruguay . Tel: +598 4730 3400

Recibido 08/08/16, aceptado 09/10/16

RESUMEN: En el corto plazo Uruguay habrá incorporado a su red eléctrica 230 MW de potencia solar fotovoltaica (PV). Las fluctuaciones del recurso solar dificultan el despacho de la energía y son el principal obstáculo para aumentar la contribución relativa de la energía solar a la matriz eléctrica. En este trabajo se presenta el primer estudio en Uruguay que busca cuantificar la reducción de estas fluctuaciones debido a la distribución espacial de las plantas PV. Se analizó esta reducción considerando los sitios de a pares y en conjunto. El estudio se realiza para la ubicación de las plantas PV y para los sitios donde hay medidas horarias y minutales disponibles. Para los sitios PV se generaron estimativos horarios por satélite utilizando un modelo específicamente ajustado a Uruguay y la región. La variabilidad del recurso se reduce al aumentar la distancia entre dos sitios y al combinar varios sitios distribuidos espacialmente.

Palabras clave: recurso solar, variabilidad, generación PV.

INTRODUCCION

Uruguay se encuentra en una transición en la forma de generar y utilizar la energía. En el último quinquenio el país ha impulsado una profunda transformación de su matriz eléctrica a través de la incorporación de fuentes de energía renovable. En el lapso de pocos años se han incorporado 900 MW de energía eólica y 80 MW de energía solar fotovoltaica (PV). Para finales del año 2017 se habrán instalado 1600 MW de eólica y 230 MW de solar PV. La naturaleza intermitente de estos recursos energéticos introduce complejidad en el proceso de despacho de la energía eléctrica. El estudio de la variabilidad horaria e intra-horaria de estos recursos permite estimar qué fluctuaciones son esperables en la generación. El recurso solar en particular es altamente variable y esta variabilidad limita el grado de penetración en la matriz de generación eléctrica que esta fuente de energía puede alcanzar.

La irradiancia solar que alcanza la superficie terrestre varía de acuerdo al movimiento del Sol y a los procesos de formación y movimiento de las nubes. La variación debido al movimiento del Sol es lenta y predecible, mientras que la variabilidad asociada a la nubosidad es rápida y difícil de anticipar (Kleissl, 2013). Esta segunda fuente de variabilidad es la que principalmente afecta el funcionamiento de las plantas PV. Las fluctuaciones del recurso se trasladan en forma directa a la potencia entregada a la red eléctrica. El primer trabajo que buscó cuantificar la variabilidad de corto plazo del recurso solar fue realizado por Skartveit y Olseth (1992). El rápido incremento de las instalaciones PV que se ha experimentado recientemente a nivel mundial ha demandado mejorar el entendimiento de la variabilidad del recurso solar. Esto ha dado lugar a varios estudios específicos que la cuantifican a distintas escalas temporales y espaciales (Lauret et al, 2016; Hoff y Pérez, 2012; 2010; Pérez et al, 2016; 2012; 2011; Lave et al, 2011). En el caso que se considera la generación conjunta de dos plantas fotovoltaicas la variabilidad se reduce al aumentar la distancia entre ellas (Kleissl, 2013). Este fenómeno se conoce como filtrado espacial de la variabilidad solar y se debe a que la correlación entre los sitios disminuye con la distancia. Si se agregan más plantas en forma distribuida en una región la reducción se acentúa. Esta reducción depende de la cantidad de plantas, de cómo se distribuyan y del clima local.

En este trabajo presentamos los resultados de un primer estudio de variabilidad conjunta del recurso solar para los sitios donde funcionarán plantas PV en Uruguay para finales del año 2017. Se busca caracterizar la reducción de la variabilidad del recurso solar a escala horaria y minutar. Para el estudio horario se utilizaron dos fuentes de datos de irradiancia global en plano horizontal (GHI): (i) datos horarios y minutales medidos en Tierra y (ii) datos horarios estimados por satélite a través de un modelo específicamente ajustado a la región que es capaz de generar series hora a hora con baja incerteza. Estos datos son utilizados para realizar el estudio para los sitios de las plantas PV donde las medidas del recurso no están disponibles. Se describe la metodología utilizada para cuantificar la variabilidad y los resultados hallados al aplicarla a los conjunto de datos mencionados.

DATOS UTILIZADOS

Los esfuerzos sistemáticos por relevar el recurso solar en Uruguay son relativamente recientes. Previo al año 2010 sólo existían en el país algunas series de medidas de corta duración. El primer Mapa Solar del Uruguay (Abal, 2009) fue confeccionado a partir de estas escasas series, y otras series de medida registradas en sitios cercanos a Uruguay por la Red Solarimétrica Argentina (Grossi-Gallegos y Righini, 2005) y por el INMET de Brasil. A partir de su elaboración se constató la necesidad de medir el recurso solar en Uruguay en forma adecuada y sostenida en el tiempo. Este proceso de medición sistemática inició en el año 2010. En paralelo, se desarrollaron herramientas de modelado del recurso solar en base a medidas e información satelital, que están especialmente adaptadas a la región.

En Uruguay existen a la fecha dos redes de medida que registran información del recurso solar en varios sitios: (i) la Red de Medida Continua de Irradiancia Solar que administra el Laboratorio de Energía Solar (LES) de la UdelaR (Abal, 2015) y (ii) la red de medida de la empresa eléctrica estatal UTE. Estos sitios se muestran respectivamente en azul y verde en la Figura 1 y sus coordenadas se presentan en la Tabla 1. La RMCIS cuenta con piranómetros Kipp & Zonen de primera clase o superior para la medida de GHI y dependiendo del sitio se miden también otras componentes de la irradiancia solar. Estos piranómetros son calibrados cada dos años contra un estándar secundario que el LES mantiene con trazabilidad al patrón primario mundial del World Radiation Center (Davos, Suiza). Las estaciones están equipadas con adquisidores automáticos que envían los datos con cadencia diaria a un servidor central del LES a través de la red de telefonía celular. Esta red es la única del país que en la actualidad registra la información a escala minutal. Anteriormente en algunas estaciones se registró a escala 3-minutal. La red cuenta con 8 puntos de medición distribuidos en el país. Tanto en la Figura 1 como en la Tabla 1 se muestran sólo las estaciones utilizadas en este trabajo. Dos de las estaciones no se utilizaron debido a que no contaban con al menos un año de datos completo. La tercera estación no se utilizó por ser muy cercana a la estación LB y no aporta información significativa en este estudio. La red de medida de UTE surge principalmente para medir el recurso eólico. En algunos sitios cuenta con sensores fotovoltaicos Li-Cor que miden GHI. En la Figura 1 y la Tabla 1 se muestran sólo aquellos sitios que fueron utilizados. El LES calibra los sensores Li-Cor de esta red en coordinación con UTE. La información es registrada con cadencia 10-minutal. La fecha de inicio de las medidas de cada sitio se indica en la Tabla 1.

En los puntos donde no se dispone de medidas se puede utilizar información satelital para estimar la irradiancia solar. La forma moderna de estimar el recurso solar es a partir de imágenes de satélite geoestacionarios. Los datos en Tierra son fundamentales para ajustar los modelos satelitales y validar su funcionamiento. En la década de los 90 se dedicó considerable esfuerzo a comparar la incerteza de la interpolación de medidas en Tierra con la incerteza de los estimativos de satélite. Los trabajos de R. Perez (1994, 1997) y A. Zelenka (1992, 1999) establecieron que el estimativo satelital provee información de menor incerteza que la utilización de datos de una estación vecina, a menos que ésta sea muy próxima al punto de interés. Se encontró que a escala horaria la incerteza típica de modelos satelitales simples era menor que la que surge de interpolar datos de una red de medida con puntos alejados a más de 35 km entre sí. A escala diaria, esta distancia aumenta a 50 km. Con la mejora que han experimentado las capacidades de los satélites y los modelos satelitales en los últimos 20 años, estas distancias características a la fecha son aún menores.

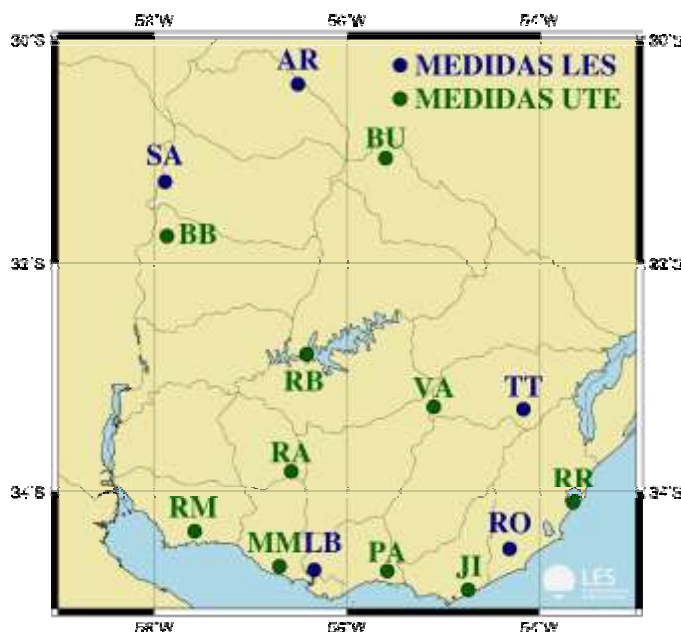


Figura 1: ubicación de las estaciones de medida utilizadas.

Las estaciones del LES están en azul y las estaciones de UTE en verde.

	latitud	longitud	período	institución	tipo de registro
SA	-31.27	-57.89	06/2010 al 03/2015	LES	Minutal
AR	-30.40	-56.51	12/2011 a la fecha	LES	Minutal
TT	-33.28	-54.17	06/2010 a la fecha	LES	Minutal
LB	-34.67	-56.34	03/2010 a la fecha	LES	Minutal y 3-minutal
RO	-34.49	-54.31	06/2011 a la fecha	LES	Minutal y 3-minutal
RB	-32.80	-56.42	04/2010 a la fecha	UTE	10-minutal
BU	-31.06	-55.60	04/2010 a la fecha	UTE	10-minutal
RM	-34.34	-57.58	05/2011 a la fecha	UTE	10-minutal
RR	-34.09	-53.65	07/2011 a la fecha	UTE	10-minutal
JI	-34.86	-54.73	07/2011 a la fecha	UTE	10-minutal
VA	-33.26	-55.10	09/2011 a la fecha	UTE	10-minutal
RA	-33.82	-56.58	02/2011 a la fecha	UTE	10-minutal
PA	-34.68	-55.58	11/2009 a la fecha	UTE	10-minutal
MM	-34.64	-56.70	04/2011 a la fecha	UTE	10-minutal
BB	-31.75	-57.87	02/2012 a la fecha	UTE	10-minutal

Tabla 1: características de las estaciones de medida de irradiancia solar en superficie.

Para los sitios en donde se ubican las plantas PV se generaron datos horarios de irradiación solar estimados por satélite. Se utilizó un modelo satelital implementado localmente en el LES (R. Alonso-Suarez et al., 2012; 2014). Este modelo está específicamente ajustado a la región utilizando los datos de la RMCIS. Está basado en un modelo estadístico pre-existente (Justus et al, 1986) al cual se le introdujo una modificación que mejoró sensiblemente el desempeño del modelo (R. Alonso-Suarez et al., 2012). Denominamos a la versión modificada de este modelo como BD-JPT. El modelo utiliza imágenes del canal visible del satélite geoestacionario GOES-East. Este satélite está sobre el meridiano 75°W y genera imágenes para Sudamérica con una cadencia de 2 imágenes por hora. La resolución espacial del satélite es de 1 km sobre el ecuador. Sobre Uruguay y la región su resolución es de aproximadamente 1.5 km. En el LES se ha recopilado una base local de las imágenes de este satélite que cuenta con casi 700 000 imágenes (canal visible más 4 canales infrarrojos) que son más de 3 TB de información. Desde el 01/2000 a la fecha han operado distintos dispositivos físicos en la posición GOES-East. En la Tabla 2 se realiza la descripción de las imágenes del canal visible del banco local del LES al 31/12/2015. Las imágenes se descargan en formato crudo (counts) y son calibradas localmente según el procedimiento recomendado por la NOAA (Wu y Sun, 2005). Con esta información es posible desarrollar modelos satelitales que funcionen a escala horaria e intra-horaria y generen estimativos para el periodo en que las imágenes están disponibles.

satélite	inicio	fin	imágenes
GOES-8	01/01/2000	31/03/2003	24755
GOES-12	01/04/2003	14/04/2010	51889
GOES-13	14/04/2010	31/12/2015	62445
total	01/01/2000	31/12/2015	139089

Tabla 2: descripción de la base local de imágenes GOES-East del LES.

En su versión actual el modelo BD-JPT es capaz de generar estimativos horarios para Uruguay y la región con un desvío promedio (rMBD) de 1% y un desvío cuadrático medio (rRMSD) de 14% (R. Alonso-Suarez et al., 2014). A escala diaria los valores son de 1% y 7% respectivamente. Esta evaluación de desempeño se realizó utilizando las medidas de la red de UTE. Como estas medidas no fueron utilizadas para el ajuste del modelo se trata de una validación contra medidas independientes. El desempeño del modelo es muy bueno si se lo compara con el desempeño de modelos comerciales comúnmente utilizados en Europa y EEUU como la serie Heliosat (Rigollier, 2004) o el modelo SUNY (Perez, 2002). En contrapartida, al tratarse de un modelo estadístico no es posible utilizarlo de forma global sin ajustarlo localmente y su utilización fuera de la región con los coeficientes brindados en (R. Alonso-Suarez et al., 2014) no es adecuada.

Utilizando este modelo se generaron datos hora a hora para los sitios de las plantas PV para el periodo comprendido entre el 01/2000 al 12/2015 (16 años). Estos sitios están marcados en rojo en la Figura 2 y sus coordenadas se indican en la Tabla 3. La ubicación de las plantas responde a la distribución de largo plazo del recurso solar en Uruguay: el Mapa Solar identifica a la región Noroeste del país como la de mayor recurso. Existe un punto identificado con el código "BDO" (Bola de Oro) donde se encuentran 6 plantas PV muy cercanas entre sí (~100 m entre sí). A efectos de este estudio lo hemos considerado como un único punto.

Considerarlos por separado no aportaría información debido a que para distancias menores a 1 km la correlación horaria del recurso no disminuye significativamente.

nombre	código	latitud	longitud	potencia
Asahi (Sol de la mañana)	P01	-31.28	-57.92	0.5 MW
La Jacinta	P02	-31.43	-57.91	50 MW
Alto Cielo	P03	-30.42	-57.46	20 MW
Raditon	P04	-32.39	-58.13	8 MW
Bola de Oro	BDO	-32.29	-58.03	34 MW
Naranjal	P11	-31.26	-57.86	50 MW
Del Litoral	P12	-31.44	-57.87	16 MW
Menafra Solar	P13	-32.61	-57.44	20 MW
Arapey Solar	P14	-30.87	-57.45	10 MW
Natelu	P15	-33.26	-57.99	9.5 MW
Yarnel	P16	-32.69	-57.61	9.5 MW
Casalko	P17	-32.21	-58.00	2 MW

Tabla 3: información de las plantas PV en Uruguay y su potencia nominal.

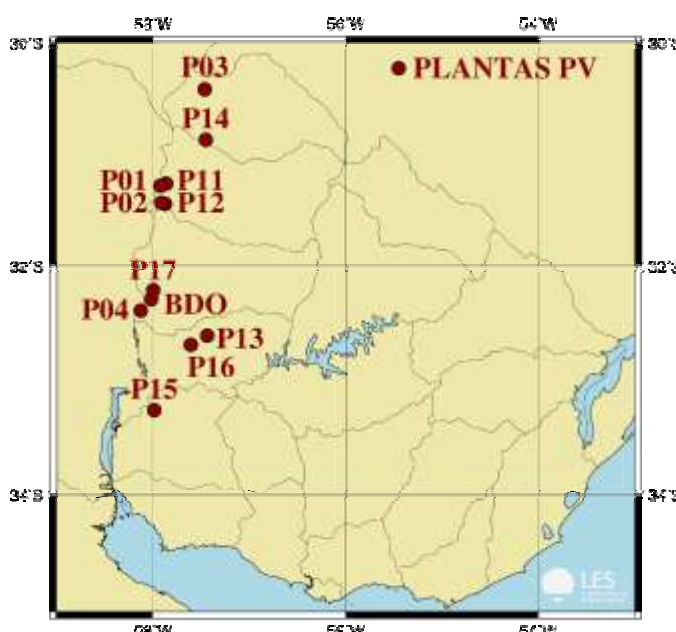


Figura 2: ubicación de las plantas PV en Uruguay.

METODOLOGÍA

Cuantificación de la variabilidad

La irradiancia solar presenta variaciones estacionales conocidas debido al movimiento de la Tierra respecto al Sol. En la Figura 3.a se muestra a modo de ejemplo la serie horaria de GHI estimada por satélite para la planta

PV de “La Jacinta” (punto P02). Se utiliza la irradiancia media en la hora en W/m^2 . Para eliminar el régimen estacional es común normalizar la serie respecto a la irradiancia solar en el tope de la atmósfera y calcular el índice de claridad, k_T . Este índice se define como,

$$k_T = \frac{GHI}{GHI_o} = \frac{GHI}{G_{sc} F_n \cos(\theta_z)}, \quad (1)$$

donde G_{sc} es la constante solar, F_n es la corrección por la distancia Tierra-Sol variable a lo largo de la órbita terrestre y $\cos(\theta_z)$ es el coseno del ángulo cenital. El cálculo de estas magnitudes se encuentra bien documentado en textos comunes como (Iqbal, 1983; Duffie y Beckman, 2006). La normalización de la serie de GHI se presenta en la Figura 2.b. Luego de eliminar la componente estacional el interés está en cuantificar los cambios en el recurso. Para cuantificarlos se utiliza la diferencia entre la serie temporal de k_T en tiempo t y en tiempo $t + \Delta t$, según se muestra en la ecuación (2).

$$\Delta k_T = k_T(t) - k_T(t + \Delta t) \quad (2)$$

El paso temporal Δt es el horizonte de tiempo al cual se está evaluando el cambio del recurso. En este trabajo hemos analizado la variabilidad a $\Delta t = 1$ hora para las series horarias y $\Delta t = 1$ minuto para las series minutas. En la serie temporal Δk_T la variabilidad del recurso debida a la nubosidad es extraída de la serie de GHI. En la Figura 2.c se muestra esta variabilidad para la “La Jacinta”.

Para cuantificar la variabilidad se calculan dos indicadores a partir de la serie de Δk_T . El primer indicador es la variabilidad promedio, σ_p , calculada como la desviación estándar de la serie de Δk_T (Kleissl, 2013). El segundo indicador es la variabilidad máxima de la serie, σ_M . El valor máximo de una serie es sensible a los escasos outliers que pueden estar presentes en ella. De modo de robustecer su cálculo se tomó la mediana de las 20 mayores variaciones. Este valor es representativo del peor caso y permite cuantificar de forma adecuada las fluctuaciones más grandes observadas en el recurso. En forma similar, es posible definir la variabilidad del 1% de las fluctuaciones más grandes como la mediana del 1% de los datos con variaciones absolutas mayores. Este valor sería una indicación de las máximas variaciones que se pueden esperar con probabilidad 99%. Como en este trabajo nos interesa cuantificar el peor caso, hemos decidido utilizar la primera forma de computar el máximo.

$$\sigma_p = \sqrt{\text{VAR}(\Delta k_T)} \quad \sigma_M = \text{MAX}(\Delta k_T) \quad (3)$$

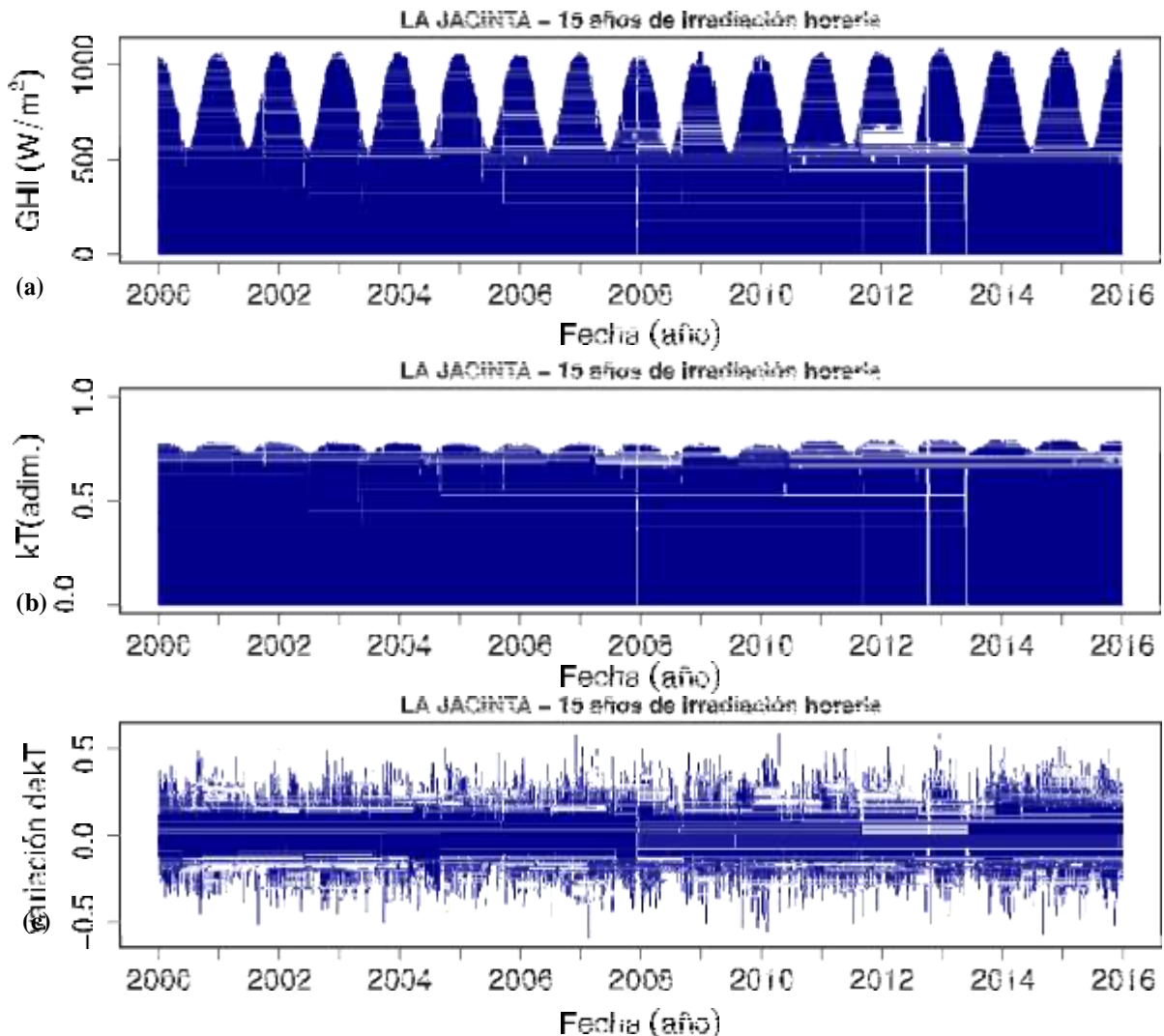


Figura 3: operaciones realizadas para aislar la variabilidad del recurso solar del régimen diario y estacional. Ejemplo para la irradiancia solar en la planta PV de “La Jacinta”.

Variabilidad conjunta de dos y N sitios

La variabilidad conjunta de dos sitios es cuantificada tomando uno de ellos como referencia fija y el segundo sitio variable. Los 2 sitios comparados se encuentran separados geográficamente una distancia d . Para hacer la comparación se debe contar con información simultánea del recurso en ambos sitios. Alcanza con que haya un

dato no válido en alguno de los sitios para descartar ese dato (horario o minutil). Se define la serie $kT^{(I+j)}$ como el promedio de las series de kT entre el sitio de referencia y el sitio j . A partir de esta serie se obtienen las

diferencias $\Delta kT^{(I+j)}$, de la cual se calculan la variabilidad promedio y máxima del par. A estos indicadores los denominaremos respectivamente σ_p^{par} y σ_M^{par} . El valor de estos parámetros está críticamente relacionado con la ubicación relativa de los sitios. Interesa en particular observar la reducción de la variabilidad del par conforme se aumenta la distancia entre ambos sitios.

Cuando se considera un sistema conformado por varios sitios se promedian las N series temporales de kT , obteniendo la serie temporal $kT^{(\Sigma N)}$.

A partir de la serie de diferencias $\Delta kT^{(\Sigma N)}$ se calculan la variabilidad promedio (σ_p^{con}) y máxima (σ_M^{con}) del conjunto. Los sitios se van sumando ordenadamente y a la suma se le asigna la distancia del punto más lejano a la referencia. Estos indicadores buscan cuantificar la variabilidad de un sistema de varios puntos acumulados. Esta situación es la que ocurre en una red eléctrica con varias plantas inyectando energía a la red. Para este estudio los sitios se deben ir agregando de a uno a la suma y para ello los sitios deben estar ordenados por distancia decreciente al sitio de referencia. Para ilustrar esta situación se muestra en la Figura 4 la variabilidad horaria en “La Jacinta” (azul) en comparación a la variabilidad conjunta que se tendría si se suman todos los sitios PV (verde). A simple vista se observa el filtrado de la variabilidad que se busca cuantificar.

En ambos casos interesa cuantificar la reducción de variabilidad relativa a la estación de referencia. La variabilidad de la estación de referencia, σ_r , se utiliza como valor de normalización en forma similar a Hoff y Pérez (2010). De esta manera para una distancia $d=0$, la variabilidad es de 100%. Este indicador porcentual permite observar de mejor manera la reducción de la variabilidad con la distancia a un sitio tomado como referencia.

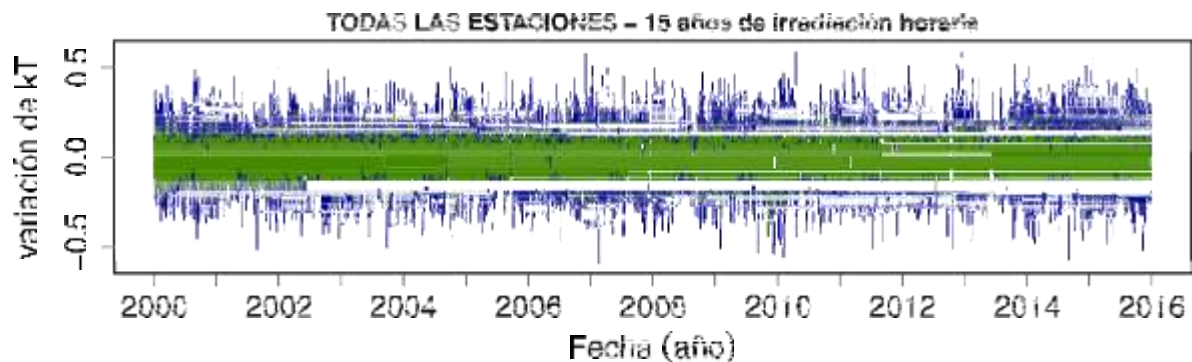


Figura 4: variabilidad aislada para “La Jacinta” (azul) en comparación a la variabilidad del conjunto de todos los sitios PV de la Tabla 2 (verde).

RESULTADOS

Variabilidad horaria

Para este estudio se utilizaron los datos horarios de las 15 estaciones de medida listadas en la Tabla 1. Se evaluó la variabilidad promedio y máxima de las estaciones tomadas de a pares y en conjunto. Para cada estación que es tomada como referencia (100%) se obtiene para cada indicador un conjunto distinto de variabilidades porcentuales ordenadas por distancia a la referencia. Estos valores definen una curva lineal a trozos en función de la distancia. Dependiendo de la estación que se tome como referencia estas curvas son distintas. Para el caso de los pares para cada distancia se tienen dos indicadores de reducción provenientes de la normalización por la variabilidad de cada estación. Estos indicadores son similares entre sí (como muestra a la derecha de la Figura 6). Para el caso de los conjuntos, una misma distancia puede tener dos variabilidades porcentuales asociadas que fueron calculadas sumando una cantidad distinta de sitios. La cantidad de sitios variable agrega complejidad a la cuantificación de la reducción asociada a los conjuntos de plantas.

Para visualizar la reducción en forma simple se ajustaron curvas exponenciales decrecientes de la forma,

$$f(d) = \gamma + (100 - \gamma)e^{-\beta d}, \quad (2)$$

donde γ y β son parámetros positivos que se deben ajustar a cada uno de los indicadores porcentuales. Estas curvas acompañan la tendencia de los valores encontrados y permiten evaluar la reducción de la variabilidad de manera aproximada para una red de sitios dada. En la Figura 5 se muestran las curvas obtenidas para cada estación de referencia junto con el ajuste global, pero sólo para el análisis por conjuntos. El ajuste $f(d)$ oficia como curva promedio a las reducciones halladas para cada referencia. Interesa en particular observar que las curvas de cada referencia terminan aproximadamente en la misma reducción de variabilidad total. Por lo tanto el ajuste $f(d)$ evaluado a 500 km da una indicación robusta de la reducción de variabilidad encontrada.

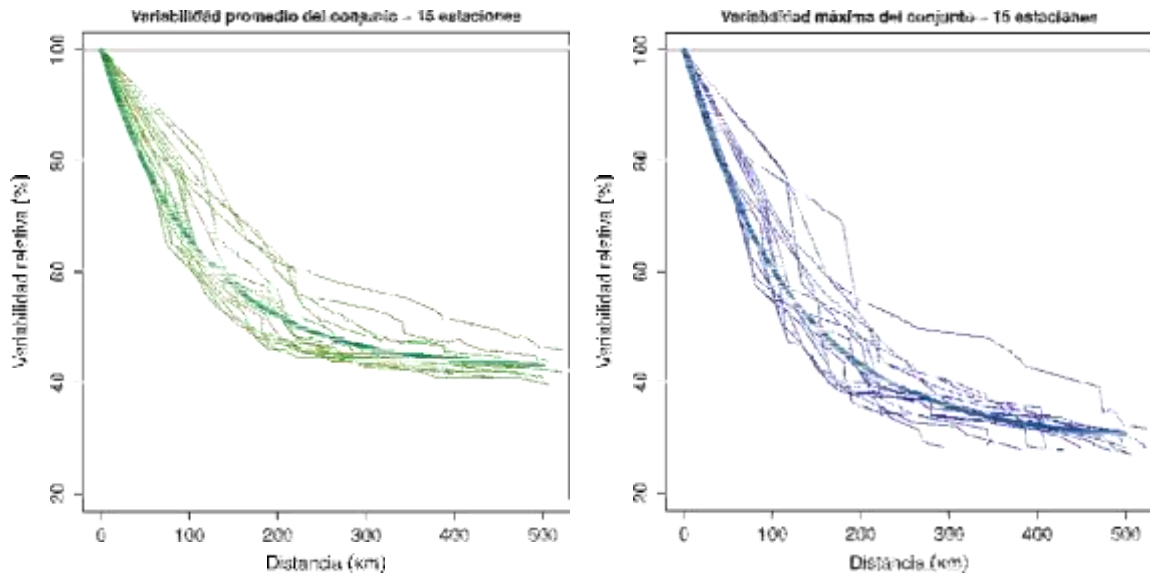


Figura 5: ajuste de las curvas $f(d)$ para el caso del análisis por conjuntos.

En la Figura 6 se muestra la nube de puntos que se obtiene utilizando todas las estaciones como referencia junto con las curvas $f(d)$ ajustadas para todos los indicadores. Se observa que en ambos estudios (para los pares y los conjuntos) la reducción de la variabilidad con la distancia es mayor para las fluctuaciones máximas que para las fluctuaciones promedio. En el caso que se consideran dos estaciones a 500 km la variabilidad es de 75%. Este valor disminuye a 67% cuando se considera la variabilidad máxima. Si en vez de considerar las estaciones de a pares se las va acumulando, las reducciones encontradas son sensiblemente mayores. Para la variabilidad promedio a 500 km la reducción pasa de 75% para dos estaciones a 43% para 15 estaciones. Para el caso de la variabilidad máxima estos valores pasan de 67% a 31% respectivamente. Esto muestra la dependencia crítica de la variabilidad con la cantidad de puntos considerados y su distribución espacial (distancia al punto de referencia). El efecto de agregar más sitios es un poco mayor para las fluctuaciones más grandes que para las promedio. La reducción de la variabilidad a 500 km es de 32% para el promedio y de 36% para la máxima. Los números aquí presentados deben tomarse en forma aproximada.

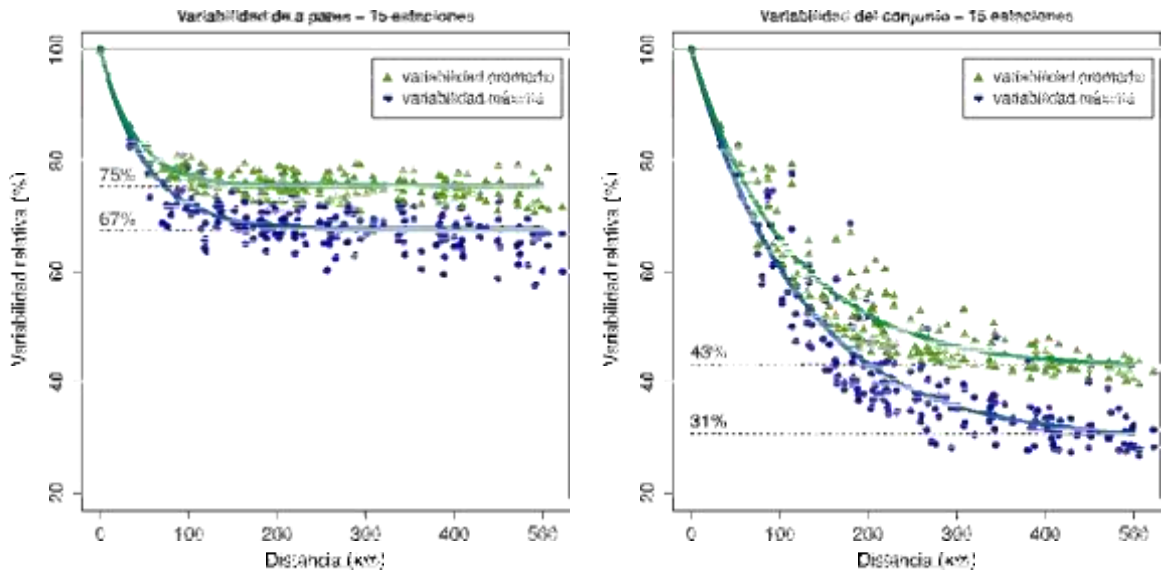


Figura 6: reducción de la variabilidad encontrada utilizando medidas horarias de 15 estaciones.

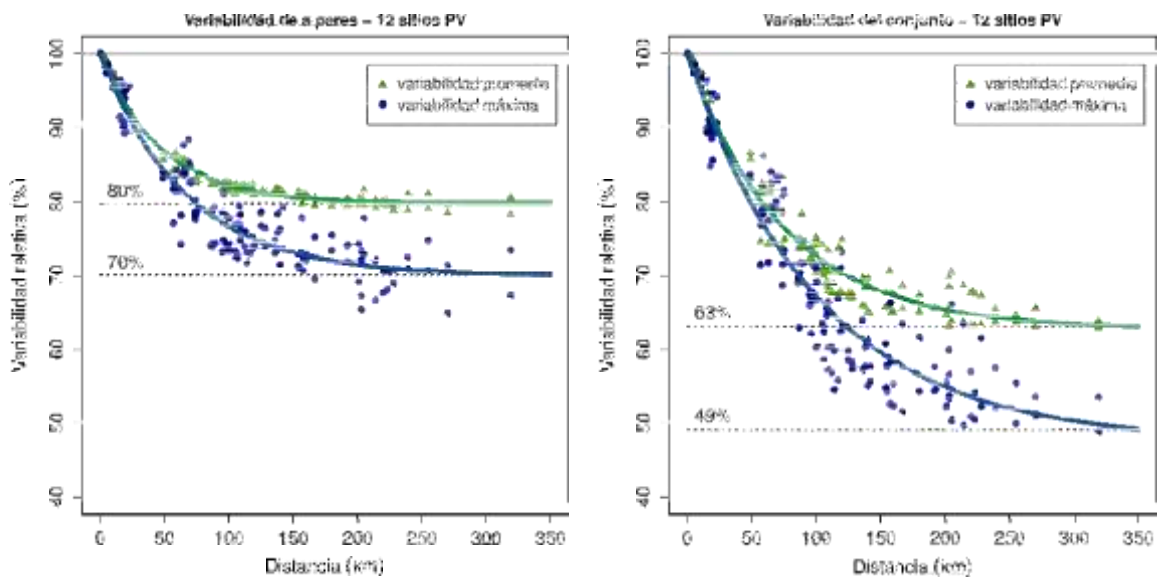


Figura 7: reducción de la variabilidad encontrada utilizando datos de satélite para los 12 sitios PV.

Variabilidad de los sitios PV

Este estudio se realizó en base a 16 años de estimativos horarios por satélite para los 12 sitios PV listados en la Tabla 2. Dada la distribución de los sitios PV este estudio es más específico para la zona Noroeste del país y la distancia máxima a la que aplica es de ~350 km. Los resultados de esta simulación se presentan en la Figura 7. La tendencia general encontrada es la misma que en el caso anterior. La reducción de variabilidad máxima es mayor a la promedio, y agregar plantas en forma distribuidas reduce aún más la variabilidad. La variabilidad promedio y máxima encontrada para dos sitios a 350 km de distancia se reduce a 80% y 70% respectivamente. Si se evalúan las curvas $f(d)$ de los pares del estudio anterior para una distancia de 350 km se encuentra una reducción un poco mayor, de 5% y 3% más respectivamente. Esto sugiere que el estudio de los pares puede tener dependencia con la ubicación geográfica de los puntos en la región. En el caso de los conjuntos las reducciones asintóticas son menores que en el caso anterior. A 350 km se obtuvo una variabilidad promedio y máxima de 45% y 33% para el estudio basado en 15 estaciones, y de 63% y 49% para los sitios PV. Esta diferencia es debido principalmente a que los sitios PV son menos estaciones. En menor medida también contribuye que la

distancia máxima es menor dado que tiene un efecto más importante en el caso de los conjuntos que de los pares. Para los pares, a partir de 250 km las curvas ya son asintóticas.

Variabilidad minatural

Las fluctuaciones minutales del recurso son de particular importancia debido a que generan variaciones rápidas de la generación PV entregada a la red (rampas de generación) que son difíciles de anticipar. Para este estudio sólo se pueden utilizar los 5 sitios de la RMCIS mostrados en la Tabla 1 (AR, SA, TT, LB y RO). La estación de SA fue migrada el 03/2015 a la sede del LES en Salto que se encuentra a 3 km del sitio original. Para este trabajo no se utilizaron los datos de la nueva serie de medida en la sede del LES. El periodo de tiempo donde estas estaciones tienen medidas minutales simultáneas es desde el 04/2014 al 03/2015, completando un año entero de datos. Al tratarse de pocos sitios con reducida estadística nos centramos en comparar la escala minatural y la escala horaria para entender qué resultados hallados anteriormente son extrapolables. Se compararon los resultados para los conjuntos de sitios debido a que es un análisis más relevante para la generación PV. En la Figura 8 se muestra la comparación de los resultados hallados con los datos minutales y horarios de estas 5 estaciones para el periodo de tiempo indicado. Es importante que la comparación se realice utilizando la misma cantidad de estaciones. En la Figura 8.a se presenta la comparación de la variabilidad promedio para ambas escalas temporales.

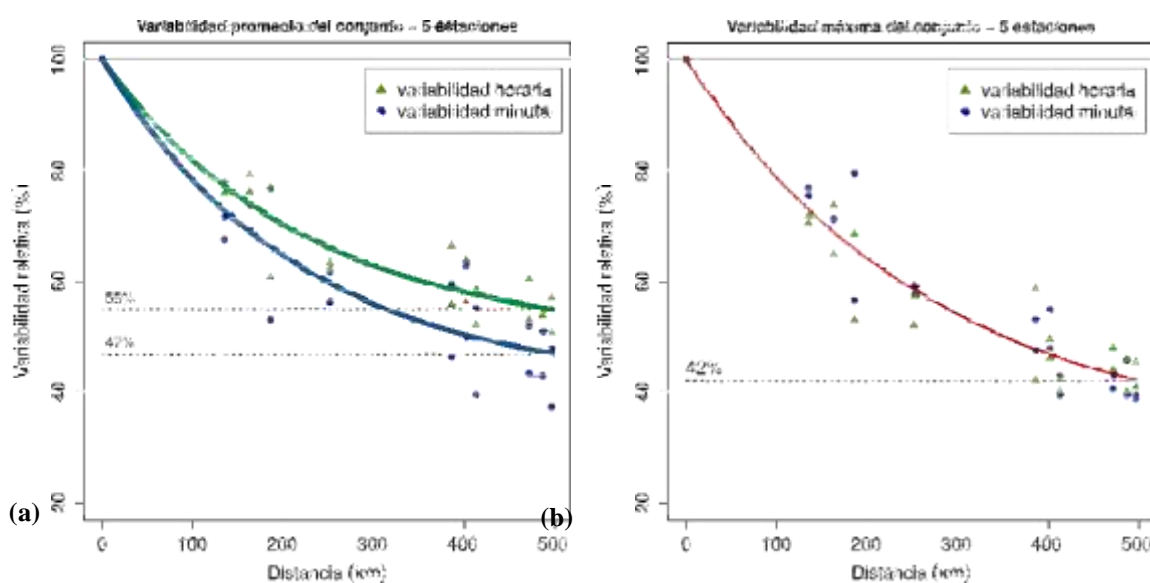


Figura 8: comparación entre la variabilidad horaria y minatural para el análisis por conjuntos.

Se observa que para este indicador la reducción de la variabilidad minatural es un 8% mayor que la horaria. En cambio, para la variabilidad máxima (Figura 8.b) los valores horarios y minutales se encuentran muy cercanos. Se comprobó que las curvas $f(d)$ ajustadas para cada escala por separado eran muy similares entre sí, por lo que se presenta a modo de guía un único ajuste en rojo. Los valores hallados sugieren que a efectos de la reducción de variabilidad máxima de los conjuntos los resultados horarios son extrapolables al caso minatural. Este punto se debe comprobar con mayor estadística y más sitios, por lo que en el futuro se deberán agregar al estudio los 3 puntos de la RMCIS que no fueron considerados en este trabajo y agrandar el periodo de medidas utilizadas.

CONCLUSIONES

Se presentaron los resultados de un estudio preliminar que busca cuantificar la reducción de variabilidad del recurso solar en Uruguay debido al filtrado espacial. El estudio se realizó con especial foco en la generación PV esperada para 2017. Se verificó que la variabilidad disminuye al aumentar la distancia entre los sitios considerados y al distribuir los sitios en el territorio. Para los sitios PV que estarán operativos en Uruguay se encontró una reducción del orden del ~35% para la variabilidad promedio del recurso. Para el caso de la variabilidad máxima esta disminución es del orden del ~50%. Estos números preliminares comprueban que diversificar la ubicación de plantas PV contribuye a un filtrado natural de la variabilidad, tanto en términos promedios como máximos. Este filtrado permite una mayor operabilidad de la red eléctrica debido a que compensa la poca predictibilidad de las fluctuaciones de muy corta duración del recurso.

Existen varios aspectos en que este análisis puede ser profundizado y que forman parte de nuestras líneas actuales de trabajo. Un elemento importante es cuantificar por separado la reducción de variabilidad debido a la

cantidad de sitios, su distribución y separación. Esta diferenciación no es necesaria cuando se consideran los sitios de a pares y se introduce al considerar los sitios en conjunto. Dado que la correlación del recurso entre dos sitios está directamente relacionada con su variabilidad conjunta, los futuros análisis deberán incluir este indicador. Los estudios basados en el recurso solar representan un primer acercamiento a la variabilidad de la generación PV. En el caso de que las plantas PV tengan la misma potencia nominal los resultados basados en recurso son extrapolables directamente a la generación PV. Como se puede apreciar en la Tabla 2 esta no será la situación real que se tendrá en Uruguay y por ello este estudio se debe extender a series de generación PV. Esto se puede realizar a partir de la potencia medida en cada planta o a partir de datos de satélite utilizando un modelo de planta PV para estimar la salida de generación.

REFERENCIAS

- Abal G., D'Angelo M., Cataldo J. y Gutierrez A. (2009). Mapa Solar del Uruguay. Reporte Técnico, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.
- Abal G., Alonso-Suárez R., Aicardi D., Dovat L. y Laguarda A. (2015). Red de Medida Continua de Irradiancia Solar. Reporte Técnico, Laboratorio de Energía Solar, Universidad de la República.
- Alonso Suárez R., Abal G., Siri R. y Musé P. (2014). Satellite-derived solar irradiation map for uruguay. *Energy Procedia* 57, 1237-1246.
- Alonso Suárez R., Abal G., Siri R. y Musé P. (2012). Brightness-dependent tarpley model for global solar radiation estimation using GOES satellite images: application to Uruguay. *Solar Energy* 86, 3205-3215.
- Duffie J. y Beckman W. (2006). *Solar Engineering of Thermal Processes*, 3ª edición, Wiley and Sons, New Jersey.
- Grossi-Gallegos H. y Righini R. (2005). Atlas Solar de la República Argentina. Reporte Técnico, Depto. de Ciencias Básicas de la Universidad de Luján, 2005.
- Hoff T.E. y Pérez R. (2012). Modeling PV fleet output variability. *Solar Energy* 86, 8, 2177-2189.
- Hoff T.E. y Pérez R. (2010). Quantifying PV power Output Variability. *Solar Energy* 84,10,1782-1793.
- Iqbal M. (1983). *An introduction to solar radiation*. Academic Press.
- Justus C., Paris M. y Tarpley J. (1986). Satellite-measured insolation in the united states, mexico, and south america. *Remote Sensing of Environment* 20, 1, 57-83.
- Kleissl J. (2013). *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, 1ª edición, Academic Press, Oxford.
- Lauret P., Pérez R., Mazorra-Aguiar L., Tapachès E., Diagne H.M. y David M. (2016). Characterization of the intraday variability regime of solar irradiation of climatically distinct locations. *Solar Energy* 125, 99-110.
- Lave M., Kleissl J. y Arias-Castro E. (2012). High-frequency irradiance fluctuations and geographic smoothing. *Solar Energy* 86, 8, 2190-2199.
- Pérez R., David M., Hoff T.E., Jamaly M., Kivalov S., Kleissl J., Lauret P. y Pérez M. (2016). Spatial and Temporal Variability of Solar Energy. *Foundations and Trends® in Renewable Energy*, Vol. 1, No. 1, pp 1-44.
- Pérez R., Kivalov S., Schlemmer J., Hemker K.Jr. y Hoff T.E. (2011). Parameterization of site-specific short-term irradiance variability, *Solar Energy* 85, 7, 1343-1353.
- Pérez R., Kivalov S., Schlemmer J., Hemker K.Jr. y Hoff T.E. (2012). Short-term irradiance variability: Preliminary estimation of station pair correlation as a function of distance. *Solar Energy* 86, 8, 2170-2176.
- Pérez R., Ineichen P., Moore K., Kmiecik M., Chain C., George R. y Vignola F. (2002). A new operational model for satellite-derived irradiances: description and validation. *Solar Energy* 73, 5, 307-317.
- Pérez R., Seals R. y Zelenka, A. (1997). Comparing satellite remote sensing and ground network measurements for the production of site/time specific irradiance data. *Solar Energy* 60, 2, 89-96.
- Pérez R., Seals R., Stewart R., Zelenka A. y Estrada-Cajigal, V. (1994). Using satellite-derived insolation data for the site/time specific simulation of solar energy systems. *Solar Energy* 53, 6, 491-495.
- Rigollier C., Lefevre M. y Wald L. (2004). The method heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation from satellite images. *Solar Energy* 77, 2, 159-169.
- Skartveit A. y Olseth J.A. (1992). The probability density and autocorrelation of short-term global and beam irradiance. *Solar Energy* 49, 6, 477-487.
- Wu X. y Sun F. (2005). Post-launch calibration of goes imager visible channel using MODIS. En Proc. SPIE 5882, *Earth Observing Systems X*.
- Zelenka A., Pérez R., Seals R. y Renné D. (1999). Effective accuracy of satellite-derived hourly irradiances. *Theoretical and Applied Climatology* 62, 3, 199-207.
- Zelenka A., Czeplak G., D'Agostino V., Josefsson W., Maxwell E., Pérez R., Noia M., Ratto C. y Festa R. (1992). *Techniques for Supplementing Solar Radiation Network Data*. IEA Solar Heating and Cooling Programme Report. Task 9: Solar Radiation and Pyranometry Studies, Vol. 1. IEA.

ABSTRACT

In the short term 230 MW of solar photovoltaic power (PV) are going to be incorporated to Uruguay's electricity grid. Solar resource fluctuations difficult the energy dispatch and are the main obstacle to increase the relative contribution of solar energy to the grid. In this work we present the first study in Uruguay that attempts to quantify the reduction of these fluctuations due to the spatial distribution of PV plants. This reduction was analyzed considering the sites by pairs and by sets. The study was done for sites where 1-minute and hourly data are available and for the PV locations. For the PV plants sites we used hourly estimates from a satellite-based model that was specially adjusted for Uruguay and the region. The solar resource variability decays with increasing distance between two sites and when several distributed sites are grouped together.

Keywords: solar resource, variability, PV generation.