



FACULTAD DE INGENIERÍA  
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA



**ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA: ASPECTOS  
TECNOLÓGICOS, TÉCNICOS Y PERSPECTIVAS DE  
DESARROLLO EN URUGUAY**

**DESARROLLO DE UN MAPA DE FACTORES DE PLANTA PV**

**Montevideo, Uruguay  
Año 2016**

# Reporte Técnico

## Subgrupo 3

### Desarrollo de un Mapa de Factores de Planta PV

Rodrigo Alonso Suárez, Pablo Modernell, Diego Oroño, Gonzalo Hermida

8 de Marzo de 2016

## Introducción

La simulación detallada de centrales fotovoltaicas (PV) requiere tener conocimiento de la irradiancia solar incidente sobre los paneles y de la temperatura del aire ambiente a su alrededor. La generación eléctrica está principalmente dada por el nivel de irradiancia solar y la eficiencia de las celdas PV utilizadas. Los datos de temperatura ambiente son requeridos para incluir su efecto en las curvas I-V y P-V de los módulos PV. Este efecto ocasiona pérdidas en la generación, que en el modelo PV desarrollado rondan el 8-9 % de la energía total generada. El modelo desarrollado por el Subgrupo 1 es capaz de simular a escala horaria la producción eléctrica de una de planta PV en base a las características técnicas de la planta y los datos horarios de irradiancia solar y temperatura. Este modelo fue utilizado para simular plantas PV en distintos puntos del país, por lo que los desarrollos de ambos Subgrupos están relacionados estrechamente.

El análisis que se hizo en este trabajo es de largo plazo. Usualmente en meteorología se recomienda disponer de 30 años de datos para estudios climatológicos. Esta recomendación se basa principalmente en motivos históricos de disponibilidad de datos, como lo hace constar la World Meteorological Organization (WMO) en su guía de buenas prácticas [1]. También puntualiza que la cantidad de años a utilizar puede ser menor (o mayor) dependiendo de qué variable meteorológica se trate. Tal es el caso de la irradiancia solar, la variable principal en este trabajo. En los trabajos del National Renewable Energy Laboratory (NREL) sobre bancabilidad de datos de irradiancia solar<sup>a</sup> [2] y sobre generación de Años Meteorológicos Típicos [3], se establece que la cantidad mínima requerida es de 15 años.

---

<sup>a</sup>La expresión “bancabilidad de datos” viene del inglés “bankable datasets” que refiere a la capacidad de los datos de ser utilizados para hacer proyecciones financieras fidedignas para proyectos de aprovechamiento de la energía solar. La incertidumbre de los datos de irradiancia solar son el principal factor que afecta la rentabilidad de emprendimientos de utilización de la energía solar.

En Uruguay no existen datos de irradiancia solar medidos en Tierra de tales características. Por ello, los datos de irradiancia solar fueron generados a partir de imágenes de satélite. La base de imágenes de satélite de la que disponemos en el Laboratorio de Energía Solar de la UdelaR (LES) tiene su origen en enero del año 2000. Dada una imagen de satélite se puede generar una estimación del recurso solar sobre amplias extensiones territoriales (lo que sería, una imagen de irradiancia solar). Estas estimaciones se generan hora a hora en forma de grilla sobre el territorio de Uruguay y abarcan la estadística requerida (15 años). En cambio, las medidas de temperatura sólo se disponen en algunos puntos de medida dispersos en el país. De las grillas de irradiancia solar se extrajo la información solar en esos puntos para realizar las simulaciones. Luego, a partir de los resultados de largo plazo de las simulaciones en cada sitio, se estimó la distribución espacial de la generación de una forma similar a la confección de la primera versión del Mapa Solar del Uruguay [4]. El resultado de este proceso es un primer mapa de factores de planta PV del Uruguay, donde se captura la tendencia general de la generación PV en el territorio nacional.

El trabajo de este Subgrupo se puede dividir en cuatro puntos principales: (i) preparación de datos de largo plazo de irradiancia solar y temperatura de aire ambiente, (ii) utilización del modelo de planta PV para simular series horarias históricas de generación eléctrica, (iii) cálculo de medias mensuales, anuales e históricas de generación en cada punto, y (iv) cálculo de factores de planta y elaboración del mapa. En adición, se realizaron algunos estudios de relevancia para la generación PV, como analizar la influencia del ángulo de inclinación y el efecto de la temperatura. También se realizaron algunas mejoras al modelo de planta PV, su usabilidad y se amplió y mejoró las salidas del modelo. Cada uno de estos puntos se trata por separado en sendas secciones en este documento.

## **1. Generación de sets de datos**

En esta sección describimos los conjuntos de datos de irradiancia solar y temperatura de aire ambiente que se armaron en el marco de este proyecto. También explicamos los procesos de interpolación (a escala horaria) que fueron necesarios para ambas variables. Es importante tener series temporales completas para sacar conclusiones precisas. El periodo de tiempo estudiado son los 15 años comprendidos entre el 01/2000 y el 12/2014. Se comienza esta descripción con los datos de temperatura debido a que su disponibilidad determina los sitios donde la simulación de plantas PV puede realizarse.

### **1.1. Temperatura de aire ambiente**

Los sitios en Uruguay en donde se miden de variables meteorológicas como la temperatura ambiente, humedad, presión atmosférica, etc., son los que se muestran en la Figura 1. Estos puntos incluyen las redes de medida del Instituto Uruguayo de Meteorología (INUMET), del Instituto Uruguayo de Investigación Agropecuaria (INIA) y de la empresa eléctrica estatal (UTE). En el periodo 01/2000–12/2014 la estadística de medidas disponibles en cada estación varía entre 4 y 15 años. Por ejemplo, la red de UTE es relativamente reciente y tiene entre 4 y 5 años de medidas. En la versión final, se utilizaron datos de INUMET e INIA, y no de UTE, debido a su estadística más reducida. Las medidas tienen huecos que se rellenaron. Para rellenar los datos se utilizaron datos de una estación cercana o se interpolaron. Para la simulación final se utilizaron sólo los sitios donde la estadística de medidas alcanzó los 15 años. Estos sitios se

encuentran detallados en el Cuadro 1 y se corresponden con los puntos identificados en rojo en la Figura 1.

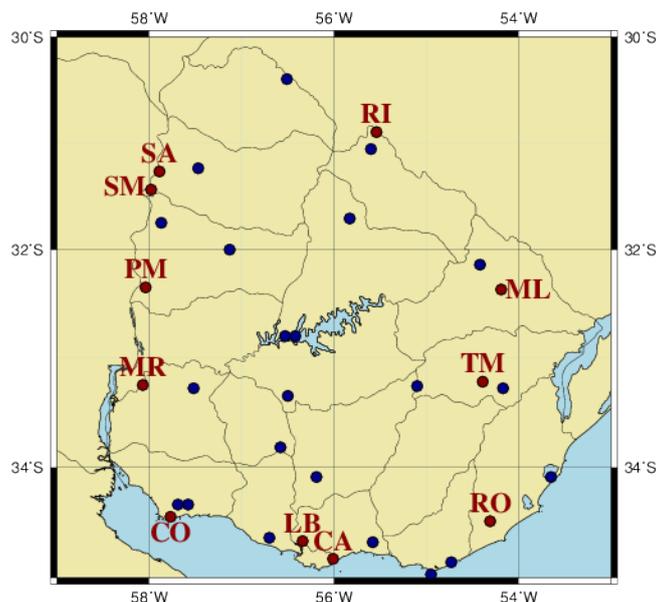


Figura 1: Sitios de medida de temperatura: redes INUMET, INIA y UTE.

estación	código	fuelle	interpol.	completitud	comentarios
Carrasco	CA	INUMET	0,2 %	99,9 %	15 años
Colonia	CO	INUMET	15,1 %	97,9 %	15 años
Las Brujas	LB	INIA	< 0,1 %	99,6 %	15 años
Mercedes	MR	INUMET	9,1 %	99,9 %	15 años
Melo	ML	INUMET	18,8 %	99,8 %	15 años
Paysandú	PM	INUMET	16,2 %	99,9 %	15 años
Rivera	RI	INUMET	0,1 %	99,9 %	15 años
Rocha	RO	INUMET	2,4 %	99,7 %	15 años
Salto	SM/SA	INUMET/INIA	< 0,1 %	99,9 %	15 años
Treinta y Tres	TM	INUMET	20,5 %	99,0 %	15 años

Cuadro 1: Estadística de datos de temperatura utilizados. Periodo de datos: 01/2000–12/2014.

Para alcanzar 15 años de estadística *completa* de datos es necesario rellenar los datos faltantes. Sólo se interpolaron las horas *diurnas* necesarias para completar las series, que es el intervalo de tiempo relevante para la simulación de una planta PV. Se utilizó la interpolación por splines cúbicos. En el Cuadro 1 se indica el porcentaje de interpolación y completitud total de cada dataset armado. Ambos porcentajes son referidos a la parte diurna del día. Para las estaciones de Carrasco, Las Brujas, Rivera, Rocha y Salto la interpolación requerida es pequeña. En cambio, en las estaciones de Colonia, Melo, Mercedes, Paysandú y Treinta y Tres el porcentaje de interpolación es apreciable. La temperatura es una variable secundaria en este estudio por lo que su interpolación no afecta en forma significativa el resultado de las simulaciones. El efecto de la temperatura en este estudio se cuantifica en la sección 3.3. En la localidad de Salto los datos de temperatura de las estaciones SM (INUMET) y SA (INIA) son estadísticamente

similares, por lo que los datos de SA se utilizaron para rellenar huecos en los datos de SM. La interpolación en esta localidad se aplicó luego de este proceso de fusión de los datasets y por eso el porcentaje de interpolación en Salto es tan pequeño. Por separado, estos datasets no tienen la completitud o la estadística suficiente para alcanzar los 15 años de datos diurnos, por lo que el proceso de relleno de uno con el otro fue fundamental. Cercano a Montevideo están los sitios CA (INUMET) y LB (INIA). Estos sitios no se fusionaron en uno sólo (como en Salto) debido a que ambos por separado tienen estadística y completitud suficiente, y por eso se utilizaron por separado. Finalmente, la completitud diurna de los datos de temperatura es cercana al 100 % en todos los sitios.

## 1.2. Irradiancia solar por satélite

Los datos de irradiancia solar se generaron utilizando un modelo satelital desarrollado por el LES [5, 6, 7]. Este modelo está especialmente ajustado a las particularidades de la región (Uruguay, la pampa húmeda, la Provincia de Buenos Aires y Rio Grande do Sul). Las imágenes son generadas por el satélite geoestacionario GOES-East y abarcan estos territorios con una cadencia temporal de 2 por hora y una resolución aproximada de 2 km. La naturaleza de las imágenes permite estimar el recurso solar a escala horaria con idéntica resolución espacial. Las imágenes son obtenidas por internet a través del servicio CLASS de la NOAA (<http://www.class.ngdc.noaa.gov/>). El LES mantiene esta base de imágenes actualizada con una estadística que abarca el periodo 01/2000 a la fecha, por lo que es posible generar información de largo plazo de irradiancia solar. Las imágenes son almacenadas y procesadas en un servidor dedicado del LES. Los datos de irradiancia solar de este trabajo se generaron en el mismo servidor.

Este modelo es la base de la segunda versión del Mapa Solar del Uruguay [5] y del Año Meteorológico Típico para Aplicaciones de Energía Solar [8] que recientemente ha desarrollado el LES. La incertidumbre de los datos de irradiancia solar generados por satélite ha sido evaluada contra datos adquiridos en Tierra por la Red de Medida Continua de Irradiancia Solar (RMCIS) que administra el LES. En las comparaciones realizadas se ha estimado que la incertidumbre del dato satelital es de 12-13 % a escala horaria y de 6-7 % a escala diaria. Teniendo en cuenta que la incertidumbre en la medida en campo de un piranómetro de primera clase es de 7 %, el desempeño del modelo es excelente. La ventaja de los datos de satélite es que es posible generarlos para cualquier punto del territorio para el período comprendido entre el 01/2000 a la fecha, es decir, más de 15 años de estadística.

En este trabajo se generaron las series de 15 años de datos de irradiancia solar para los sitios donde las medidas de temperatura con idéntica estadística estaban disponibles (ver Cuadro 1). Un problema del estimativo satelital son las imágenes faltantes. El satélite es administrado por la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) de los EEUU y, en ocurrencia de fenómenos de tiempo severo en la zona del Caribe, el satélite destina casi todo su tiempo a monitorearlo. Esto implica que durante esos intervalos de tiempo se generan imágenes cada 3 horas para todo Sudamérica y existen algunos huecos de hasta dos horas en las series temporales de irradiancia solar por satélite. La interpolación utilizada para irradiancia solar está basada en el índice de claridad  $k_T$ . Este índice de claridad se define cómo,

$$k_T = \frac{I}{I_o} = \frac{I}{I_{SC} F_n \cos(\theta_z)}, \quad (1)$$

donde  $I$  es la irradiancia solar en plano horizontal en superficie terrestre (en este caso, estimada

por satélite),  $I_o$  es la irradiancia solar en plano horizontal en el tope de la atmósfera,  $I_{SC}$  es el valor horario de la constante solar,  $F_n$  es la corrección por la excentricidad de la órbita terrestre en torno al Sol y  $\theta_z$  es el ángulo cenital. Este índice cuantifica indirectamente la nubosidad presente: un menor valor de  $k_T$  implica mayor presencia de nubosidad. Si las condiciones de nubosidad son aproximadamente constantes se puede utilizar la ecuación (1) para calcular  $I$  basado en el cálculo analítico de  $I_o$ . Por este motivo, la interpolación utilizada para la irradiancia solar es lineal en  $k_T$ ; a partir de la interpolación lineal de  $k_T$  se calcula el valor de  $I$  para el hueco dado. La interpolación de datos de irradiancia solar es menor al 4 %. Luego del proceso de interpolación la completitud de estos datasets es de 99.4 % en todos los casos.

A modo de ejemplo, se presentan en las Figuras 2, 3 y 4 los datos de irradiancia solar generados para la estación de Carrasco. En la Figura 2 se muestran los 15 años de datos horarios. Los ciclos diarios de esta variable no se aprecian debido a la densidad de datos mostrados. En la Figura 3 se muestran 15 días de datos de Enero de 2014. En esta Figura se puede apreciar la evolución de la serie temporal horaria de irradiancia solar. Se incluye en este gráfico la evolución horaria de la irradiancia solar extraterrestre que incide en el tope de la atmósfera. Finalmente, en la Figura 4 se grafica la irradiación diaria calculada para cada día de datos (acumulado diario).

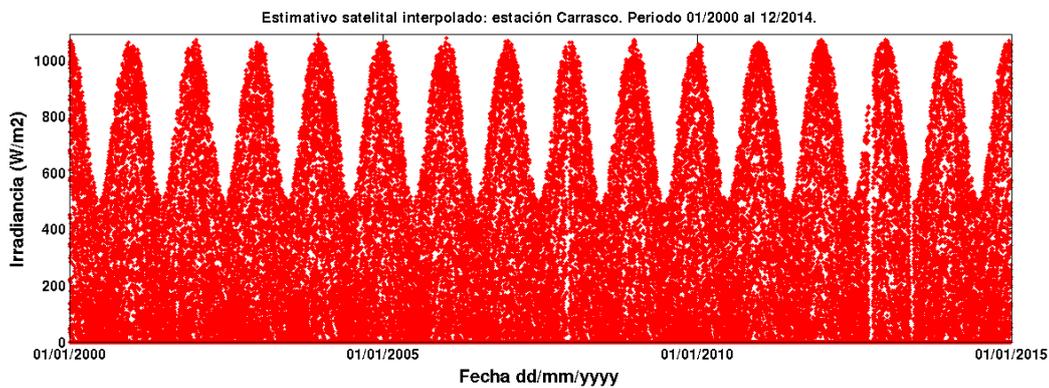


Figura 2: Serie temporal horaria de datos de irradiancia solar en plano horizontal generada en base a imágenes de satélite. Estación: Carrasco. Periodo: 01/2000 al 12/2014 (15 años).

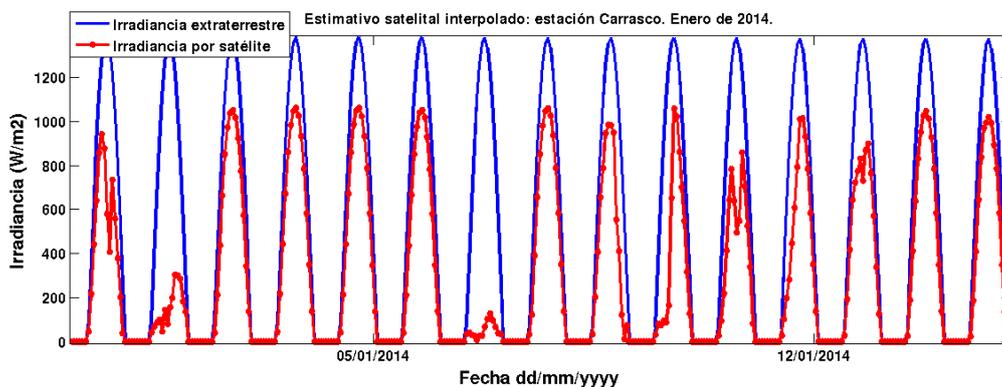


Figura 3: Ampliación de la serie temporal de la Figura 2. Primeros 15 días del mes de Enero de 2014. Estación: Carrasco.

A partir de la serie horaria de irradiancia solar generada para cada sitio, se calculan los acumulados diarios y las medias mensuales. De las medias mensuales se construye el total

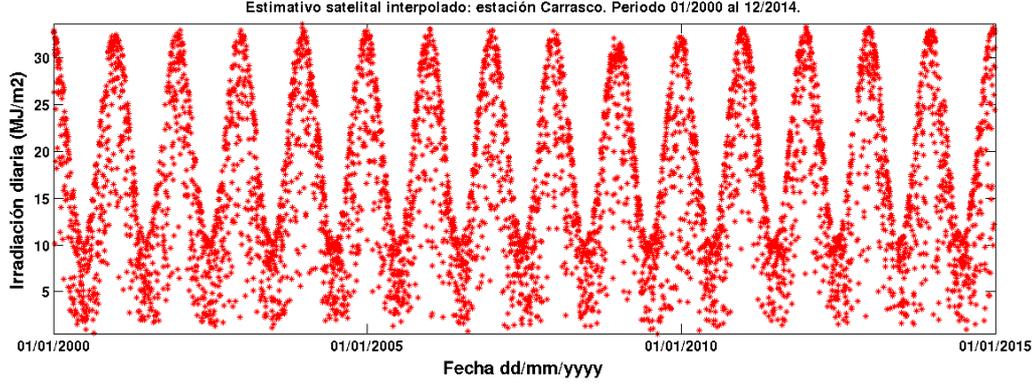


Figura 4: Acumulados diarios de datos de irradiancia solar en plano horizontal generados en base a imágenes de satélite. Estación: Carrasco. Periodo: 01/2000 al 12/2014 (15 años).

anual para cada año. Un proceso idéntico se aplica a la salida horaria de generación de potencia eléctrica de las simulaciones PV.

Las series horarias de irradiancia global en plano horizontal se transforman en irradiancia global en plano inclinado utilizando el modelo HDKR [9]. Para aplicar estos modelos de transporte de irradiancia se debe separar la componente directa y la componente difusa de la irradiancia solar. Una forma usual de realizar este proceso es utilizar un modelo de fracción difusa, definida como,

$$f_d = \frac{I_d}{I}, \quad (2)$$

donde  $I$  es la irradiancia global en plano horizontal e  $I_d$  es la irradiancia difusa sobre el plano horizontal. Para esta separación se utilizó el modelo de Ruiz-Arias [10] que relaciona la fracción difusa  $f_d$  con el índice de claridad  $k_T$  y la masa de aire. Los coeficientes utilizados para este modelo fueron los ajustados por el LES utilizando medidas de irradiancia global y difusa de calidad controlada adquiridas en Uruguay y la Provincia de Buenos Aires.

En el Cuadro 2 se muestra la irradiación anual sobre plano inclinado a  $20^\circ$  con orientación Norte. Utilizamos esta inclinación a modo de ejemplo, para dar indicación de qué años fueron de mejor y de peor recurso solar y para dar valores útiles para una inclinación estándar. Se indica la irradiación promedio de los 15 años para cada estación y el porcentaje por el cuál cada año en particular está por encima o por debajo de la media. El desvío estándar de la variación de cada sitio se cuantifica en la última fila. La variabilidad promedio sobre estos puntos (distribuidos en el territorio de Uruguay) es de 3.5 %. Se indican en rojo y en azul los años en que la diferencia con la media de los 15 años es mayor y menor a este 3.5 % respectivamente. Se puede notar que los años entre el 2011 al 2013 fueron años de “buen recurso”, mientras que los años 2001, 2002 y 2007 fueron de “bajo recurso”.

## 2. Modelo de planta PV y cálculos realizados

Se utilizó el modelo de planta PV desarrollado por el Subgrupo 1. Se simularon plantas con una potencia nominal de 1 MW y un potencia pico de 1.2 MWp. La potencia pico es la potencia que surge de multiplicar la potencia de cada panel (o módulo) por la cantidad total de paneles. La potencia informada por el fabricante es la que genera el panel PV al recibir una irra-

	CA	CO	LB	MR	ML	PM	RI	RO	SA	TM	media
	MJ/m <sup>2</sup>										
<b>anual</b>	6533	6674	6513	6741	6505	6790	6578	6350	6839	6433	6596
<b>año</b>	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
2000	-0,7	-2,3	-0,6	-1,2	+0,1	-1,0	-1,5	-1,1	-1,5	+0,2	-1,0
2001	-3,3	-3,3	-4,0	-4,7	-3,2	-5,3	-5,5	-3,8	-4,5	-3,4	-4,1
2002	-5,8	-4,7	-5,5	-5,1	-5,9	-5,3	-7,4	-7,4	-3,8	-6,3	-5,7
2003	-0,1	+1,3	-0,4	+0,4	+0,6	+0,4	+0,5	+1,5	+0,7	+2,6	+0,8
2004	+0,3	+1,7	+0,0	+1,4	+2,1	+2,3	+4,7	-0,1	+2,1	+0,5	+1,5
2005	+1,6	+1,8	+0,8	-0,5	-0,2	-1,0	-1,5	-0,3	-1,2	+0,4	+0,0
2006	+0,4	-0,3	-0,1	+1,7	+2,1	+3,2	+4,3	-1,2	+3,8	+1,0	+1,5
2007	-3,5	-3,1	-3,7	-5,6	-3,1	-5,7	-5,3	-0,5	-6,1	-3,9	-4,1
2008	+0,6	-0,8	-0,4	-0,7	-0,4	+1,0	-0,5	-1,4	+0,8	-0,6	-0,2
2009	-1,5	-2,5	-2,3	-2,8	-5,5	-2,6	-3,6	-3,0	-1,2	-4,9	-3,0
2010	+0,8	+1,7	+0,9	+1,1	-0,2	-0,2	+0,1	+1,1	+0,0	+0,2	+0,5
2011	+5,9	+4,9	+6,6	+6,7	+6,4	+5,5	+5,7	+5,8	+3,4	+5,6	+5,7
2012	+3,2	+2,1	+4,3	+4,9	+5,1	+5,7	+7,2	+6,5	+5,1	+6,9	+5,1
2013	+3,5	+4,0	+4,3	+5,2	+3,5	+4,1	+3,9	+4,4	+3,7	+3,6	+4,0
2014	-1,5	-1,3	+0,0	-0,9	-1,7	-1,0	-1,2	-0,3	-1,5	-1,8	-1,1
<b>desvío</b>	3,0	2,9	3,2	3,7	3,6	3,7	4,4	3,6	3,3	3,7	3,5

Cuadro 2: Irradiación global anual en plano inclinado a 20° (orientación Norte) para cada sitio de simulación. Se identifican los años cuya variación respecto a la media de los 15 años supera la variabilidad promedio de 3.5 %: años de bajo recurso (azul) y alto recurso (rojo).

diancia solar de 1000 W/m<sup>2</sup>. Los módulos utilizados son de tecnología de silicio policristalino (modelo RISEN–SYP235S, Poly-Si). La eficiencia declarada por el fabricante es de 14-15 %. Cada módulo genera una potencia de 235 Wp. La planta de 1.2 MWp se compone de 5103 paneles colocados en un array de 27 paneles en serie por 189 series en paralelo.

Para analizar los sitios sistemáticamente se realizaron agregados al modelo básico de planta PV. Fue necesario armar una plataforma que pudiera ser aplicada a cualquiera de los sitios sin necesidad de tener que hacer adaptaciones ad-hoc. Además, se mejoró la robustez de la detección y el tratamiento de datos faltantes, que están presentes es las series de datos meteorológicos de entrada (irradiancia solar y temperatura). Se agregaron al software una serie de filtros intermedios y funcionalidades de visualización que facilitan la verificación de que los resultados obtenidos son consistentes. En concreto, se hicieron los siguientes agregados en el modelo de planta generado por el Subgrupo 1:

- Se adaptó su módulo de lectura de datos climáticos de entrada y de escritura de datos de salida para que ambos sean compatible con la estructura de datos del LES.
- Se agregó un módulo de selección de la estación de trabajo que a su vez comprueba la integridad de los datos de entrada para la estación.
- Se agregaron salidas al programa: la plataforma es capaz de producir como salida series temporales horarias, diarias y mensuales de energía eléctrica generada. También se indica el impacto de las distintas pérdidas en el sistema respecto a la generación total. Las salidas son guardadas en el formato del LES.

- Se modificó la lógica para el cálculo de la energía total anual por una más robusta frente a la presencia de huecos en los datos. Se construye el valor anual en base a los promedios mensuales del año y no en base a los valores diarios. Se realiza el acumulado anual tomando en cuenta la cantidad de días de cada mes.
- Se modularizó el programa y el ingreso de parámetros (características de los paneles, opciones de simulación, etc.). Además, se optimizó el código fuente de algunas operaciones (búsqueda del punto de máxima potencia, pasaje de irradiancia solar a plano inclinado, cálculo de pérdidas, entre otros) permitiendo simular de forma más eficiente en términos de tiempo de procesamiento sitios con 15 años de estadística.
- Se incluyeron filtros para los datos faltantes a escala horaria. Un acumulado diario de potencia no se genera si existe al menos un hueco diurno de datos. Un promedio mensual sólo se calcula si el mes cuenta con más de 15 días válidos. Para construir un valor anual, se requiere tener todos promedios mensuales de los meses del año.
- Se agregaron visualizaciones intermedias de los datos, pudiendo no sólo observar las salidas de energía sino también los información de sí hubieron datos inválidos que debieron ser filtrados para su confección.
- Se agregó la funcionalidad de calcular el ángulo óptimo para la generación PV como aquel ángulo de inclinación (orientación Norte) que maximiza la generación total anual.

El modelo funciona a escala horaria y su salida es energía PV generada en Wh (Watt-Hora). En la Figura 5 se muestra un ejemplo de la salida de generación horaria para los 15 años de datos. La estación que se muestra es la de Salto. En rojo se grafica la serie temporal de producción PV y en azul se indican los datos faltantes. En base a la energía hora a hora, se construye el acumulado de energía diario. Sólo se acepta un día como válido si todas las horas diurnas del días son válidas. En la Figura 6 se muestran los acumulados diarios para la misma estación y estadística. Lo días no válidos se indican en el gráfico en azul.

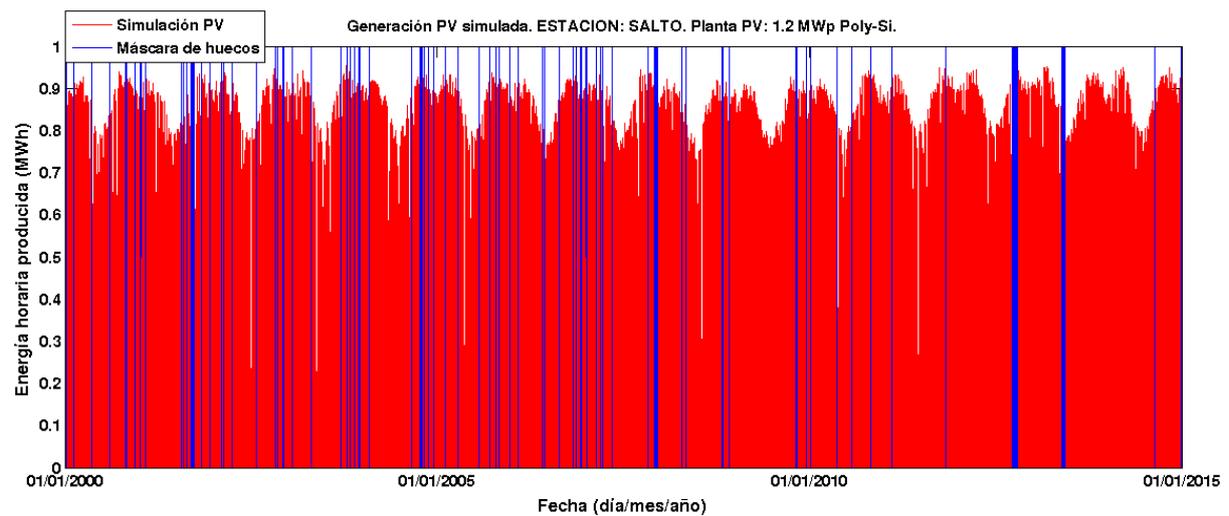


Figura 5: Simulación horaria de la energía generada por la planta PV. Se indica en rojo la serie temporal de generación eléctrica (en MWh) y en azul los huecos detectados en la serie.

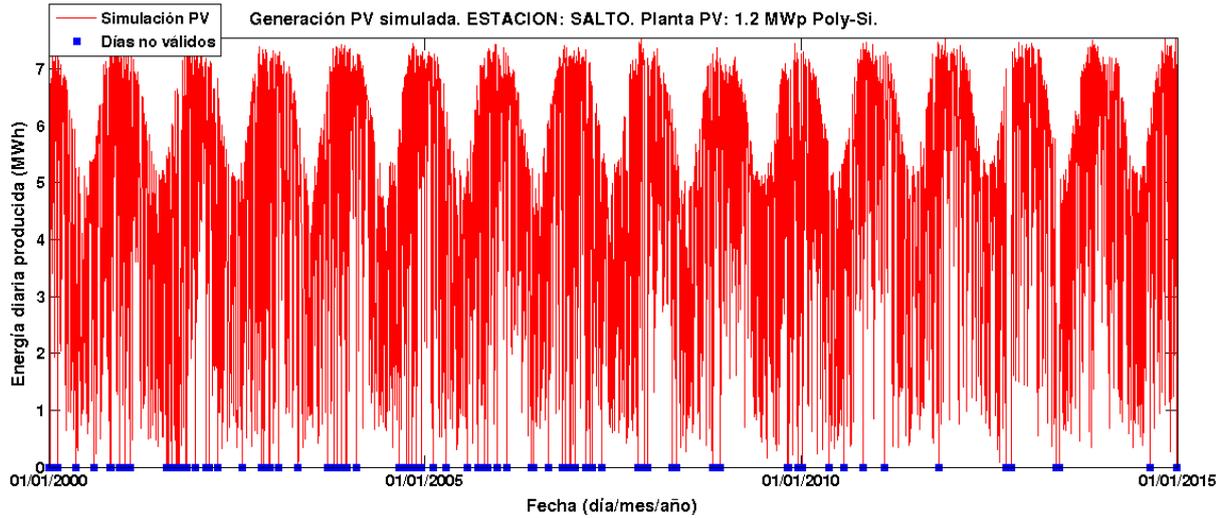


Figura 6: Cálculo de acumulados diarios de energía generada por la planta PV. En rojo se indica la energía total generada día a día (en MWh) y en azul se indican los días no válidos detectados (días con al menos 1 hora faltante).

El promedio mensual (de acumulados diarios) de cada mes se realiza si el mes tiene por lo menos 15 días válidos ( $\geq 50\%$ ). El total anual de cada año se calcula en base a los promedios mensuales, tomando en cuenta la cantidad de días de cada mes, según,

$$EPV^{\text{anual}} = \sum_{i=1}^{i=12} N_i \times \bar{EPV}_i^{\text{mes}}, \quad (3)$$

donde el sub-índice  $i$  denota cada mes del año y  $N_i$  es la cantidad de días del mes (en año no bisiesto).  $EPV^{\text{anual}}$  y  $EPV^{\text{mes}}$  es la cantidad de energía PV generada a escala anual y mensual, respectivamente.  $\bar{EPV}_i^{\text{mes}}$  denota el promedio mensual del mes  $i$ . Esta forma de cálculo anual es más robusta frente a datos faltantes en la estadística. De los  $12 \times 15 = 180$  meses comprendidos en los 15 años de datos, sólo uno, octubre de 2012, no cumple con el requerimiento de tener al menos  $50\%$  de días válidos. Ese valor mensual fue sustituido por el octubre (de otro año) más parecido al año 2012. Para decidir qué año es más parecido al 2012 se calcula el desvío cuadrático medio de los otros meses con los valores del 2012. Aquel año que tenga menor diferencia de los otros meses es seleccionado. Esta decisión se toma para cada sitio por separado, por lo que el mes-año elegido varía estación a estación.

Un parámetro útil para estimar el rendimiento de una planta de generación de energía es el Factor de Planta ( $F_P$ ). Este parámetro se define como el cociente entre la cantidad de energía que la planta produce y la cantidad máxima que podrían haber producido los paneles fotovoltaicos a potencia pico. Para el caso PV, la definición del Factor de Planta anual y mensual se encuentra en las ecuaciones (4) y (5) respectivamente. En estas ecuaciones  $PPV_{\text{pico}}$  es la potencia pico de la planta. En el caso de este trabajo es potencia es de 1.2 MWp. En los años bisiestos se modifica el valor de 365 por el de 366 en el cálculo anual.

$$F_P^{\text{anual}} = \frac{EPV^{\text{anual}}}{365 \times 24 \times 60 \times 60 \times PPV_{\text{pico}}} \quad (4)$$

$$F_{Pi}^{\text{mes}} = \frac{EPV_i^{\text{mes}}}{N_i \times 24 \times 60 \times 60 \times PPV_{\text{pico}}} = \frac{EPV_i^{\text{mes}}}{24 \times 60 \times 60 \times PPV_{\text{pico}}} \quad (5)$$

### 3. Simulación de plantas PV en Uruguay

En este apartado se detallan los principales resultados de las simulaciones realizadas. En la primer subsección, se indican los ángulos de inclinación utilizados para cada localidad y se discute su influencia en el desempeño de una planta PV. Luego, se realiza una comparación de la salida del modelo con los datos de generación de la planta PV *ASAHI*. Ésta es la primer planta PV conectada a la red eléctrica del Uruguay. Fue instalada por la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería a través del programa de colaboración internacional de Japón (JICA). La planta es operada por la empresa eléctrica estatal y sus datos de generación están disponibles para fines de investigación y desarrollo. En la tercer subsección se cuantifica el efecto de la temperatura en la simulación. Finalmente, se presentan los valores de Factores de Planta para cada sitio simulado y la distribución espacial estimada a partir de ellos, lo que representan los resultados más importantes del trabajo de este Subgrupo.

#### 3.1. Ángulo de inclinación

Las simulaciones presentadas en este trabajo son para una Planta PV con orientación al Norte (azimuth cero para las convenciones del hemisferio Sur). El ángulo de inclinación utilizado es aquel que maximiza la generación anual. A dicho ángulo usualmente se lo denomina ángulo óptimo de inclinación. La elección exacta del ángulo de inclinación no es crítica. Este punto se ejemplifica en los gráficos de la Figura 7. Allí se grafica la irradiación anual (el promedio diario) en el plano de los paneles variando la inclinación para la estación CA (zona Sur, Montevideo) y la estación SA (zona Norte, Salto). La inclinación óptima para estas localidades es de  $28^\circ$  y  $26^\circ$  respectivamente. Se identifica el máximo con 100 % (en rojo) y se estiman las inclinaciones para las cuales el recurso solar sobre los paneles es un 99 % del máximo (en amarillo). Como se observa en ambos gráficos, al variar  $\sim \pm 10^\circ$  la inclinación respecto al ángulo óptimo, la irradiación anual sobre los paneles varía en  $\sim 1\%$ . En resumen, al variar la inclinación entre  $17^\circ$  y  $36^\circ$  para Salto y entre  $19^\circ$  y  $38^\circ$  para Montevideo, la variación de recurso solar sobre los paneles es tan solo del 1%.

Los ángulos óptimos para las localidades utilizadas en este trabajo se muestran en el Cuadro 3. Estas fueron las inclinaciones utilizadas para las simulaciones PV. El lo siguiente no se menciona ningún elemento en particular respecto a los ángulos de inclinación debido a que variaciones de  $\pm 5^\circ$  no son significativas a efectos de este estudio, como se mostró en el párrafo anterior.

<b>Ángulos óptimos calculados para cada localidad</b>										
<b>sitio</b>	CA	CO	LB	MR	ML	PM	RI	RO	SA	TM
<b>ángulo (<math>^\circ</math>)</b>	28	28	28	27	26	27	25	28	26	27

Cuadro 3: Inclinaciones óptimas para las localidades simuladas. Las simulaciones PV realizadas en este trabajo se hicieron con estos ángulos.

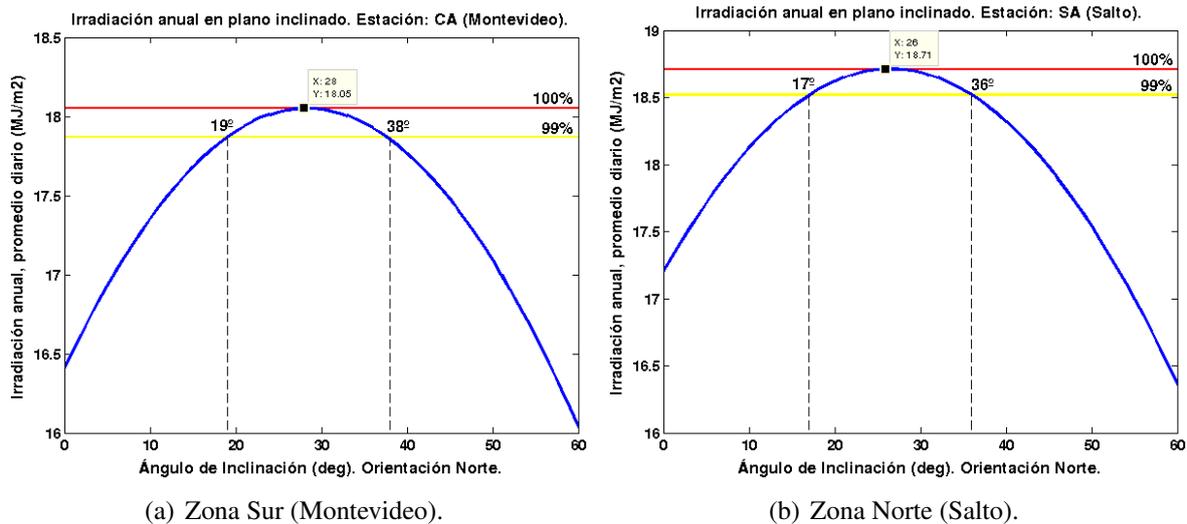


Figura 7: Promedio anual de la irradiación solar diaria en plano inclinado variando la inclinación entre  $0^\circ$  y  $60^\circ$ . Se identifica el máximo (100 %, rojo) y el 99 % del valor máximo (amarillo).

### 3.2. Comparación con ASahi

ASahi es un planta de 480 kWp instalada en la localidad de Salto. La planta tiene diferencias importantes respecto a la planta modelada. Los módulos son de tecnología HIT<sup>b</sup>. Esta tecnología presenta una relativa alta eficiencia respecto a otras tecnologías en el mercado. La eficiencia declarada de los módulos de procedencia japonesa (empresa SANYO) que se utilizaron es de  $\sim 17\%$ . El efecto de la temperatura en estas celdas es menor que en las celdas Poly-Si. A pesar de estas diferencias, la comparación permite obtener información valiosa del funcionamiento del modelo.

Se utilizó la salida de la simulación para la localidad de Salto para comparar con la generación registrada de ASahi. El modelo de planta PV desarrollado funciona con bloques de 1 MW nominal (1.2 MWp), por lo que no es posible simular directamente una planta de menor potencia. Para obtener series horarias de generación para una planta de 480 kWp se reescaló la salida de la simulación según el cociente entre las potencias pico de ambas plantas ( $0,48/1,20 = 0,40$ ). En la Figura 8 se muestra un gráfico de comparación entre la generación de ASahi y la simulación. Se aprecia una subestimación sistemática en condiciones de cielo despejado en el entorno del mediodía solar. En condiciones de cielo nublado o parcialmente nublado el modelo y los datos ajustan de forma adecuada. La misma conclusión se obtiene de observar la Figura 10(a), donde se grafica la salida de la simulación (eje  $y$ ) contra los datos de generación (eje  $x$ ). El ajuste es mejor cuanto mas alineados estén los puntos en torno a la recta  $x = y$  (graficada en negro para ayuda visual). Para valores altos ( $\sim 250$  kWh) se nota una subestimación sistemática del modelo frente a los datos (puntos por debajo de la línea  $x = y$ ). Para valores bajos, el ajuste es mejor.

Debido a las diferentes características de ASahi con la planta simulada, estas diferencias eran esperables. La subestimación se puede explicar por la mayor eficiencia de las celdas HIT y su menor efecto de la temperatura. En efecto, la subestimación es mayor el torno al mediodía solar, cuando los paneles están a mayor temperatura. Posprocesando la salida del modelo de planta es posible utilizar este modelo para simular la salida de ASahi con menor incertidumbre.

<sup>b</sup>HIT viene de la sigla en inglés *Heterojunction with Intrinsic Thin-Layer*.

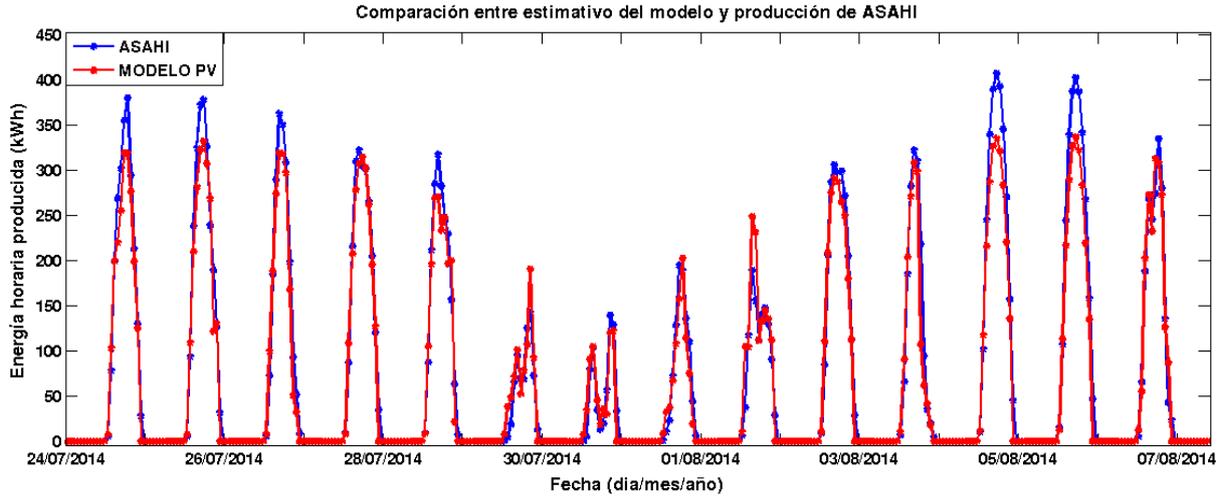


Figura 8: Comparación entre la serie temporal de generación de ASahi y la salida de la simulación del modelo PV.

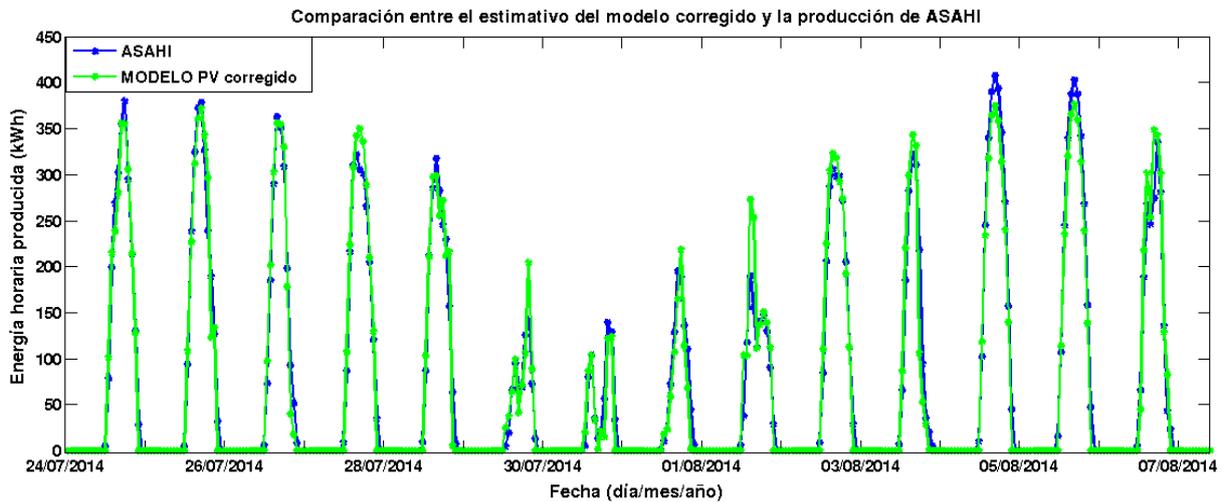


Figura 9: Comparación entre la serie temporal de generación de ASahi y la salida de la simulación del modelo PV corregido.

Por ejemplo, esto puede ser útil como parte de una cadena de pronóstico a corto plazo de la potencia generada por la planta. En la Figura 10(a) se muestra en azul una recta de regresión de los datos. Dicha recta atraviesa aproximadamente la mitad de la nube de puntos y sugiere una simple corrección lineal de la forma:

$$\begin{aligned}
 \hat{EPV}_{\text{hora}}^{\text{Modelo}} &= a \times EPV_{\text{hora}}^{\text{ASahi}} + b \\
 \hat{EPV}_{\text{hora}}^{\text{ASahi}} &= \frac{EPV_{\text{hora}}^{\text{Modelo}} - b}{a}.
 \end{aligned} \tag{6}$$

Las expresiones de la Ec. (6) permiten transformar la salida de la simulación a la generación de ASahi y viceversa, disminuyendo la incertidumbre. En particular, la segunda ecuación permite obtener valores del modelo corregidos para estimar la generación de ASahi. Los valores hallados para los parámetros de la regresión fueron  $a = 0,85$  y  $b = 20,3$  kWh. La

comparación entre la serie temporal de generación y la del modelo de planta corregido se puede observar en la Figura 9. El gráfico de dispersión de esta comparación es el que aparece en la Figura 10(b). En ambos gráficos se puede observar la mejora debido al pos-proceso.

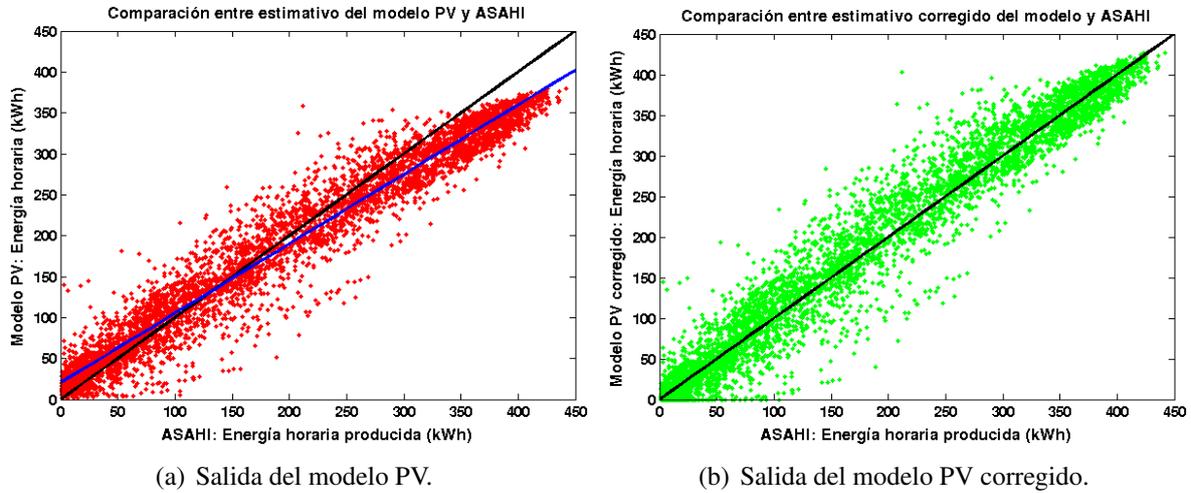


Figura 10: Gráficos de dispersión de la salida horaria del modelo de planta PV (eje  $y$ ) contra los datos horarios de generación de ASaHI (eje  $x$ ). Una línea negra indica la recta  $x = y$  como ayuda visual.

Para cuantificar el desempeño del modelo y del modelo corregido se utilizando los indicadores de error usuales; el desvío promedio (MBD, del inglés Mean Bias Deviation) y la raíz del desvío cuadrático medio (RMSD, del inglés Root Mean Square Deviation). Ambos indicadores se definen cómo:

$$\begin{aligned}
 \text{MBD} &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{i=N} (\text{EPV}_i^{\text{Modelo}} - \text{EPV}_i^{\text{ASaHI}}) \\
 \text{RMSD} &= \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^{i=N} (\text{EPV}_i^{\text{Modelo}} - \text{EPV}_i^{\text{ASaHI}})^2}
 \end{aligned} \tag{7}$$

En la Ec. (7)  $N$  denota la cantidad de horas de comparación y el subíndice  $i$  a la  $i$ -ésima hora. La comparación horaria se hizo sobre una base de  $N = 5346$  horas diurnas válidas. Los valores porcentuales de estos indicadores son relativos a la media horaria de generación de ASaHI, que es de 186.5 kWh. En el Cuadro 4 se resume esta comparación.

modelo PV	MBD		RMSD	
	(kWh)	(%)	(kWh)	(%)
Modelo original	-8	-4,2	33	17,8
Modelo corregido	1	0,3	29	15,8

Cuadro 4: Indicadores de error para la comparación horaria. La cantidad de horas utilizada es  $N = 5346$ . Los valores porcentuales están referidos a la media diurna de generación horaria de 186.5 kWh.

En el Cuadro 4 se cuantifican algunas observaciones que se hicieron previamente sobre el desempeño del modelo. El modelo original de planta PV subestima la generación de ASahi en un 4 %. Al corregir la salida de la simulación según la Ec. (6) se obtiene un modelo corregido donde el problema de la subestimación está resuelto: el modelo corregido presenta un desvío promedio de apenas 0.3 %. El error (incertidumbre) del modelo original es de 17.8 % y se ve reducido en dos puntos porcentuales en el modelo corregido. Un resultado interesante es que el modelo corregido para estimar la generación de ASahi funciona al 15.8 %. Teniendo en cuenta que el estimativo satelital está evaluado al  $\sim 13\%$ , quiere decir que la incertidumbre respecto al resto del modelo (utilizando el posproceso) es de  $\sim 3\%$ . La incertidumbre del modelo de planta se puede estimar en un  $\sim 5\%$  utilizando la salida del modelo sin corregir.

Se realizó también una comparación a escala diaria. Esta comparación es importante porque nos permitirá obtener un factor de corrección para modificar simulaciones a escala diaria o de promedio mensual. Comparando el acumulado diario de la salida del modelo con la generación de ASahi se obtiene una subestimación de 4.3 %. Este resultado es consistente con la comparación horaria. El pos-proceso a escala diaria se puede hacer simplemente multiplicando a la salida de la simulación por un factor  $\alpha = 1,043$  para compensar la subestimación sistemática. Realizando esto, el desvío se reduce a valores pequeños y también se reduce la incertidumbre del estimado. En el Cuadro 5 se resumen los indicadores de error. La cantidad de días utilizados en la comparación es  $N = 500$ . Los indicadores porcentuales se refieren la media diaria de ASahi, que es de 1.98 MWh. A escala diaria, la incertidumbre del modelo corregido es menor al 10 %. Tomando en cuenta que a escala diaria, la incertidumbre del dato satelital es de 6-7 %, de forma similar al caso horario, se puede atribuir una incerteza de  $\sim 5\%$  al modelo original y de  $\sim 3\%$  al modelo corregido. En la Figura 11 se muestran los gráficos de comparación del modelo original y el modelo corregido contra los datos registrados en ASahi, respectivamente en las figuras (a) y (b). Se puede apreciar la reducción de desvío sistemático entre el modelo original y el corregido.

<b>modelo PV</b>	<b>MBD</b>		<b>RMSD</b>	
	(kWh)	(%)	(kWh)	(%)
Modelo original	-86	-4,3	218	11,0
Modelo corregido	-4	-0,2	190	9,6

Cuadro 5: Indicadores de error para la comparación diaria. La cantidad de días utilizados es  $N = 500$ . Los valores porcentuales están referidos a la media diaria de generación 1.98 MWh.

En Uruguay no existen series de generación PV de largo plazo, por lo que estimar la incertidumbre en el estimativo de largo plazo de la simulación no es tarea sencilla. La estimación anterior sobre la incertidumbre introducida por el modelo permite establecer una incertidumbre a la simulación de 15 años. De forma similar, en Uruguay tampoco existen datos de irradiancia solar de largo plazo, por lo que no es posible estimar en base a medidas el desempeño de largo plazo del modelo satelital. En cambio, en [5] se ha comparado la salida del largo plazo del modelo satelital desarrollado por el LES contra la salida de largo plazo del modelo NASA/SSE [11, 12]. Este es un modelo global con varios años de desarrollo y es aceptado internacionalmente. De la comparación surgió que la diferencia entre ambos estimativos es de 1 %. Tomando  $\sim 3\%$  como la incertidumbre introducida por el modelo PV, se puede establecer una incertidumbre (en forma conservadora) de  $\sim 4\%$  a las simulaciones de largo plazo de este trabajo.

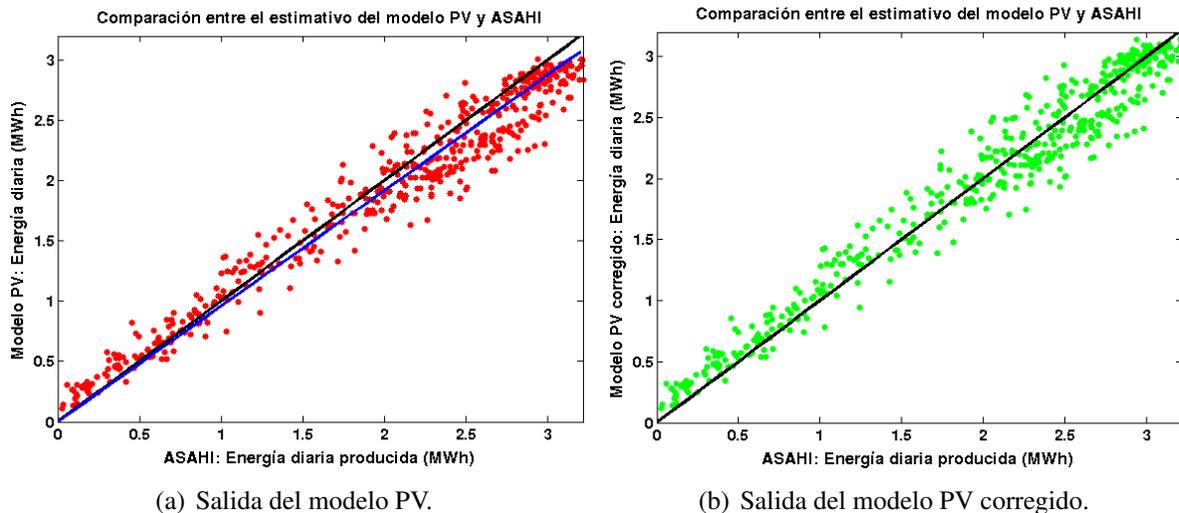


Figura 11: Gráficos de dispersión de la salida diaria del modelo de planta PV (eje  $y$ ) contra los datos diarios de generación de ASahi (eje  $x$ ). Una línea negra indica la recta  $x = y$  como ayuda visual.

### 3.3. Cuantificación del efecto de la temperatura

Resulta claro que la temperatura es una variable secundaria frente a la irradiancia solar incidente en los paneles de la planta. Esta temperatura se utiliza para cuantificar las pérdidas por sobretemperatura en los paneles. Se utiliza un modelo para inferir la temperatura de la celda a partir de la temperatura del aire ambiente. En esta subsección se cuantifica el efecto de la temperatura en la simulación.

La diferencia de temperatura promedio mensual entre Montevideo y Salto puede llegar en algunos meses hasta en  $7^{\circ}\text{C}$ . En la media de 15 años, las diferencias están dentro del rango entre  $1$  y  $5^{\circ}\text{C}$ , dependiendo del mes del año. Las diferencias de la media de temperatura diurna, que son las relevantes en este estudio, son mayores a la de las medias de temperatura en todo el día. Las diferencias crecen si sólo se considera 1 hora en torno al mediodía solar y se acentúan en los meses de verano. Esta información se resume en el Cuadro 6. Considerando la temperatura diurna, la diferencia anual promedio entre Salto y Montevideo es de  $3^{\circ}\text{C}$ .

Se hallaron los factores de planta anuales en Salto y Las Brujas variando la temperatura en  $\pm 2^{\circ}\text{C}$ ,  $\pm 4^{\circ}\text{C}$  y  $\pm 6^{\circ}\text{C}$ . Estos valores surgen del análisis anterior. Los resultados hallados se muestran en el Cuadro 7.

Los resultados son similares para ambas estaciones. Esto es razonable puesto que se busca cuantificar un elemento del modelo PV. El efecto de la variación de temperatura es pequeño, pero apreciable. Se puede concluir que el Factor de Planta varía en  $0,4\%$  cada  $6^{\circ}\text{C}$  de diferencia de temperatura. Dado que la diferencia promedio de temperatura Norte-Sur es de  $+3^{\circ}\text{C}$  las pérdidas por temperatura en el Norte son mayores respecto al Sur, y pueden ser estimadas en un  $\sim 0,2\%$ . Esto es  $\sim 1\%$  de un factor de planta de  $\sim 17\%$ . En conclusión, la diferencia en las pérdidas por temperatura entre el Norte y el Sur son de un  $\sim 1\%$ , y son menores a la variabilidad geográfica del recurso solar ( $6-7\%$ ). Por tanto, la distribución geográfica esperada para los Factores de Planta es similar a la encontrada en el Mapa Solar del Uruguay (en su primera y segunda versión) y se espera una variabilidad geográfica un poco menor, del orden de  $5-6\%$ .

mes	temperatura promedio diario			temperatura promedio diurno			temperatura mediodía solar		
	SA	LB	dif.	SA	LB	dif.	SA	LB	dif.
<b>enero</b>	26,0	22,8	3,1	28,4	24,5	3,9	30,7	26,3	4,4
<b>febrero</b>	24,4	22,3	2,2	26,8	23,7	3,1	28,7	25,4	3,3
<b>marzo</b>	22,3	20,5	1,8	25,0	22,3	2,6	26,8	23,8	3,0
<b>abril</b>	18,7	17,3	1,5	21,4	19,2	2,2	23,5	20,9	2,6
<b>mayo</b>	15,0	14,1	1,0	17,7	15,9	1,8	19,3	17,3	2,0
<b>junio</b>	12,9	11,3	1,6	15,2	13,2	2,1	16,7	14,5	2,2
<b>julio</b>	12,1	10,3	1,7	14,8	12,2	2,6	16,4	13,5	2,9
<b>agosto</b>	13,8	11,7	2,1	16,6	13,6	3,0	18,4	15,0	3,4
<b>setiembre</b>	15,8	13,2	2,6	18,5	14,9	3,5	20,5	16,3	4,1
<b>octubre</b>	19,2	16,2	3,1	21,3	17,7	3,6	23,4	19,3	4,1
<b>noviembre</b>	21,7	18,7	3,0	24,2	20,5	3,7	26,3	22,0	4,3
<b>diciembre</b>	23,9	21,1	2,9	26,5	22,7	3,8	28,5	24,6	3,9
<b>media</b>	<b>18,8</b>	<b>16,6</b>	<b>2,2</b>	<b>21,4</b>	<b>18,4</b>	<b>3,0</b>	<b>23,3</b>	<b>19,9</b>	<b>3,4</b>

Cuadro 6: Comparación de temperaturas medias entre Norte (SA) y Sur (LB). En la columna dif. se muestra la diferencia Norte-Sur. Se comparan los promedio de temperatura media diaria, temperatura media diurna y temperatura media en torno al mediodía solar.

variación de temperatura	LB - $F_p^{\text{anual}}$ (%)	(dif.)	SA - $F_p^{\text{anual}}$ (%)	(dif.)
$T + 6^\circ\text{C}$	15,8	-0,4	16,3	-0,4
$T + 4^\circ\text{C}$	15,9	-0,3	16,4	-0,3
$T + 2^\circ\text{C}$	16,1	-0,1	16,5	-0,2
$T + 0^\circ\text{C}$	<b>16,2</b>	<b>-</b>	<b>16,7</b>	<b>-</b>
$T - 2^\circ\text{C}$	16,3	+0,1	16,8	+0,1
$T - 4^\circ\text{C}$	16,4	+0,2	16,9	+0,2
$T - 6^\circ\text{C}$	16,6	+0,4	17,1	+0,4

Cuadro 7: Efecto de la temperatura en el modelo de planta PV original. En la columna (dif.) se indica la diferencia del valor de Factor de Planta hallado con la temperatura modificada respecto al Factor de Planta con la temperatura original (la fila  $T + 0^\circ\text{C}$ ).

### 3.4. Valores hallados para cada sitio

Se presentan aquí los factores de planta anuales y mensuales hallados para cada sitio, con el modelo corregido por ASAHI y el modelo original. La simulación con el modelo corregido no presenta un desvío sistemático significativo. Estos resultados aplican a una planta de similares características a ASAHI, en particular, en términos de la eficiencia de los paneles PV. Se incluyen también los resultados con el modelo PV original. En la comparación con ASAHI se encontró una subestimación sistemática atribuible a la más baja eficiencia de los paneles o a un mayor efecto de temperatura. En conclusión, los resultados obtenidos con este modelo aplican a una planta con menor eficiencia que ASAHI o que sea más afectada por temperaturas altas, y pueden ser vistos como un estimativo conservador del desempeño de plantas PV en Uruguay. Se

realizan las simulaciones sin incluir degradación en las celdas, por lo que los valores hallados son los esperados en el primer año de operación.

En los Cuadros 8 y 9 se muestran los Factores de Planta obtenidos para el modelo corregido y el modelo original, respectivamente. Para hallar la energía generada a partir de estos valores se puede utilizar la Ec. (4). Para ello se debe conocer la potencia pico de la planta.

<b>Factores de Planta del Modelo PV corregido por ASAHI</b>											
<b>año</b>	<b>CA</b>	<b>CO</b>	<b>LB</b>	<b>MR</b>	<b>ML</b>	<b>PM</b>	<b>RI</b>	<b>RO</b>	<b>SA</b>	<b>TM</b>	<b>media</b>
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
2000	16,8	16,9	16,7	17,0	16,8	17,2	16,6	16,2	17,2	16,6	16,8
2001	16,3	16,5	16,2	16,4	15,7	16,3	15,5	15,7	16,2	15,6	16,0
2002	16,0	16,5	16,0	16,4	15,8	16,5	15,6	15,3	16,8	15,6	16,1
2003	16,9	17,5	16,8	17,4	16,8	17,5	16,9	16,7	17,6	17,0	17,1
2004	17,0	17,5	16,8	17,5	17,0	17,7	17,6	16,4	17,8	16,7	17,2
2005	17,1	17,5	16,9	17,1	16,6	17,2	16,5	16,3	17,3	16,6	16,9
2006	17,0	17,2	16,8	17,6	17,1	17,9	17,5	16,3	18,1	16,8	17,2
2007	16,5	17,0	16,4	16,5	16,2	16,3	15,9	16,2	16,4	15,8	16,3
2008	17,1	17,1	16,8	17,1	16,6	17,5	16,7	16,3	17,6	16,5	16,9
2009	16,8	16,9	16,7	17,0	15,9	17,0	16,3	16,1	17,4	15,9	16,6
2010	17,1	17,6	17,0	17,5	16,6	17,3	16,8	16,6	17,4	16,6	17,1
2011	17,9	18,1	17,9	18,4	17,8	18,3	17,7	17,4	18,0	17,4	17,9
2012	17,6	17,6	17,4	17,8	17,3	18,0	17,7	16,9	18,1	17,3	17,6
2013	17,8	18,4	17,8	18,3	17,5	18,2	17,4	17,4	18,2	17,5	17,9
2014	16,7	16,9	16,9	17,2	16,4	17,2	16,6	16,5	17,2	16,2	16,8
<b>media</b>	<b>17,0</b>	<b>17,3</b>	<b>16,9</b>	<b>17,3</b>	<b>16,7</b>	<b>17,3</b>	<b>16,8</b>	<b>16,4</b>	<b>17,4</b>	<b>16,5</b>	<b>17,0</b>

Cuadro 8: Factores de Planta calculados utilizando el modelo de planta PV corregido con los datos de ASAHI. Se identifican los años cuyo recurso solar fue mayor (rojo) o menor (azul) a la media de los 15 años en un 3.5 %.

El Factor de Planta anual promedio de los sitios simulados es de 17,0 % para el modelo corregido y 16,3 % para el modelo original. Se identifican en los Cuadros los años de “mejor” y “peor” recurso de acuerdo al Cuadro 2. Se puede apreciar que esos años coinciden con los de mayor y menor Factor de Planta, respectivamente. Utilizando el modelo corregido, el valor anual máximo hallado es de 17,4 % (Salto) y el mínimo de 16,4 % (Rocha). Esto da una variabilidad espacial de 5,9 % (1 % en 17 %), que está dentro del rango 5-6 % esperado. Los primeros 10 meses de operación de ASAHI fue durante el año 2013 (un año de buen recurso). En la Memoria Anual 2013 de la empresa eléctrica UTE se informa que el Factor de Planta de ASAHI en ese periodo fue de 17,7 %. Si se inspeccionan esos meses del año 2013 para el modelo corregido, se obtiene un Factor de Planta de 17,5 %, lo que está dentro del rango de incertidumbre de 4 % respecto al informado por UTE.

Los valores estimados en este trabajo son la media de 15 años. Es información útil cuantificar la variabilidad inter-anual esperada respecto a estos valores medios. En el Cuadro 10 se presenta la información de los Cuadros 8 y 9 en forma de porcentaje de variación respecto a la media de los 15 años. En la última fila se presenta la desviación estándar de la variación respecto a la media para cada localidad. El promedio de estas desviaciones es el 3,5 %. Los años identificados por encima de la media más 3,5 % y por debajo de la media menos 3,5 % son los mismos que en el Cuadro 2. Más aún, las variaciones encontradas son muy similares a

<b>Factores de Planta del Modelo PV</b>											
<b>año</b>	<b>CA</b>	<b>CO</b>	<b>LB</b>	<b>MR</b>	<b>ML</b>	<b>PM</b>	<b>RI</b>	<b>RO</b>	<b>SA</b>	<b>TM</b>	<b>media</b>
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
2000	16,1	16,2	16,0	16,3	16,1	16,5	15,9	15,6	16,5	15,9	16,1
2001	15,7	15,8	15,5	15,7	15,0	15,7	14,8	15,0	15,6	14,9	15,4
2002	15,3	15,8	15,3	15,8	15,1	15,8	15,0	14,7	16,1	14,9	15,4
2003	16,2	16,8	16,1	16,7	16,1	16,7	16,2	16,0	16,9	16,3	16,4
2004	16,3	16,8	16,1	16,8	16,3	17,0	16,9	15,8	17,1	16,0	16,5
2005	16,4	16,8	16,2	16,4	15,9	16,5	15,8	15,7	16,6	15,9	16,2
2006	16,3	16,5	16,1	16,8	16,4	17,2	16,8	15,6	17,3	16,1	16,5
2007	15,8	16,3	15,7	15,8	15,5	15,7	15,2	15,5	15,7	15,2	15,6
2008	16,3	16,4	16,1	16,4	15,9	16,8	16,0	15,6	16,8	15,8	16,2
2009	16,1	16,2	16,0	16,3	15,3	16,3	15,6	15,4	16,6	15,2	15,9
2010	16,4	16,8	16,3	16,8	16,0	16,6	16,1	15,9	16,7	15,9	16,4
2011	17,2	17,3	17,2	17,6	17,1	17,5	17,0	16,7	17,3	16,7	17,2
2012	16,8	16,9	16,6	17,1	16,6	17,3	16,9	16,2	17,4	16,6	16,8
2013	17,0	17,6	17,1	17,6	16,8	17,4	16,7	16,7	17,5	16,8	17,1
2014	16,0	16,2	16,2	16,4	15,7	16,5	15,9	15,8	16,5	15,5	16,1
<b>media</b>	<b>16,3</b>	<b>16,6</b>	<b>16,2</b>	<b>16,6</b>	<b>16,0</b>	<b>16,6</b>	<b>16,1</b>	<b>15,7</b>	<b>16,7</b>	<b>15,9</b>	<b>16,3</b>

Cuadro 9: Factores de Planta calculados utilizando el modelo de planta PV. Se identifican los años cuyo recurso solar fue mayor (rojo) o menor (azul) a la media de los 15 años en un 3.5 %.

las del Cuadro 2 y el valor de 3,5 % es el mismo. Esto no debería ser sorprendente puesto que la irradiancia solar sobre los paneles es la variable más determinante en esta simulación. Si se toma una desviación estándar promedio, el 68 % de los años estarán dentro del rango definido por la variabilidad de  $\pm 3,5$  %. Si se quiere establecer un rango donde estén comprendidos el 95 % y el 99 % de los años, se deben tomar dos y tres desviaciones estándar respectivamente. Estos rangos son conocidos como P95 y P99. En conclusión, la variabilidad inter-anual P95 encontrada es de 7 % y la P99 es de 10.5 %. En términos de Factores de Planta, una variabilidad de 7,0 % es una variación de  $F_p^{\text{anual}} \approx \pm 1,2$  % y de 10,5 % es una variación de  $F_p^{\text{anual}} \approx \pm 1,8$  %. Estos números surgen de promediar en todo el territorio y podrían variar sitio por sitio. Por ejemplo, en la localidad de Rivera se aprecia una variabilidad mayor que en los otros sitios.

En el Cuadro 11 se muestran los Factores de Planta mensuales de largo plazo. Se presentan los valores por localidad y para el modelo original y corregido. La tendencia anual observada está relacionada a la inclinación escogida para los paneles. Se puede observar que para este caso, el ángulo óptimo en términos de maximizar la generación anual total, los FPs de los meses de invierno son aproximadamente la mitad que en los meses de verano. Si se quiere achicar esta relación se debe aumentar la inclinación de los paneles.

### 3.5. Distribución de los factores de Planta en Uruguay

Utilizando los puntos simulados se elaboró un mapa de la distribución geográfica de los Factores de Planta en Uruguay. Este mapa se construyó por interpolación de los 10 puntos simulados, por lo que no se trata de un mapeado de alta resolución. No es un mapeado que sea capaz que captar micro-climas o variaciones abruptas del potencial PV en cortas distancias. No se incluye el efecto de degradación de las celdas por lo que el mapa es el valor esperado para

	CA	CO	LB	MR	ML	PM	RI	RO	SA	TM	media
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
<b>corr.</b>	17,0	17,3	16,9	17,3	16,7	17,3	16,8	16,4	17,4	16,5	17,0
<b>orig.</b>	16,3	16,6	16,2	16,6	16,0	16,6	16,1	15,7	16,7	15,9	16,3
<b>año</b>	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
2000	-1,0	-2,4	-1,0	-1,4	+0,6	-0,8	-0,9	-1,2	-1,2	+0,5	-0,9
2001	-3,7	-4,6	-4,1	-5,1	-6,0	-5,8	-7,6	-4,4	-6,8	-5,8	-5,4
2002	-5,8	-4,5	-5,3	-4,9	-5,3	-4,9	-6,7	-6,8	-3,4	-5,7	-5,3
2003	-0,2	+1,3	-0,3	+0,6	+0,7	+0,7	+1,0	+1,8	+1,0	+2,6	+0,9
2004	-0,1	+1,5	-0,2	+1,2	+1,8	+2,1	+5,0	+0,1	+2,1	+0,8	+1,4
2005	+1,0	+1,4	+0,2	-0,9	-0,6	-0,9	-1,5	-0,5	-0,9	+0,1	-0,3
2006	+0,3	-0,5	-0,6	+1,7	+2,5	+3,2	+4,5	-0,8	+3,7	+1,5	+1,6
2007	-2,6	-1,7	-2,9	-4,5	-3,1	-5,8	-5,3	-1,4	-6,1	-4,1	-3,8
2008	+0,5	-0,7	-0,5	-0,8	-0,3	+1,0	-0,4	-1,0	+0,8	-0,3	-0,2
2009	-1,2	-1,9	-1,0	-1,7	-4,5	-1,7	-2,7	-2,1	-0,4	-3,9	-2,1
2010	+0,6	+1,6	+0,8	+1,1	-0,2	-0,2	+0,3	+1,3	+0,1	+0,4	+0,6
2011	+5,7	+4,7	+6,3	+6,2	+6,8	+5,3	+5,9	+6,1	+3,6	+5,5	+5,6
2012	+3,4	+2,0	+2,9	+2,9	+3,9	+3,9	+5,5	+2,6	+4,0	+4,5	+3,6
2013	+4,7	+6,3	+5,5	+6,2	+5,2	+4,7	+4,0	+5,9	+4,6	+5,9	+5,3
2014	-1,5	-2,4	+0,2	-0,7	-1,6	-0,7	-1,0	+0,4	-1,1	-1,9	-1,0
<b>desvío</b>	3,0	3,1	3,1	3,5	3,7	3,6	4,4	3,4	3,5	3,8	3,5

Cuadro 10: Variación de los Factores de Planta respecto a la media de los 15 años. Se identifican los años cuyo recurso solar fue mayor (rojo) o menor (azul) a la media de los 15 años en un 3.5 %. Se dan los valores anuales para el modelo original (fila orig.) y el modelo corregido por ASahi (fila corr.).

el primer año de operación de una planta PV. El mapa, de la misma forma que la simulación de largo plazo, tiene asociada una incertidumbre de 4 %. la variabilidad inter-anual es de  $\sim 7\%$  (P95) y de  $\sim 11\%$  (P99) respecto a los valores medios expresados en los mapas.

En la Figura 12 se muestra el mapa estimado utilizando la salida del modelo corregida. Este es el mapa más confiable debido a que la salida del modelo corregido presenta una comparación aceptable contra los datos de generación de la planta PV ASahi. Dicho mapa aplica para plantas con eficiencia similar a ASahi ( $\sim 17\%$ ). En la Figura 13 se muestra el mapa hallado utilizando el modelo original, sin pos-proceso alguno. Este mapa es un estimativo más conservador que aplica a plantas con menor eficiencia que ASahi y con mayores pérdidas por efecto de la temperatura.

Los mapas presentados aquí son de tendencia general de la distribución espacial de los Factores de Planta. Por eso, no respetan exactamente los valores hallados en cada punto (entre otras cosas, debido a que cada punto de la estimación tiene una incertidumbre asociada). En particular, interesa resaltar que no captura el bajo Factor de Planta hallado para la localidad de Rivera. La segunda versión del Mapa Solar del Uruguay muestra que en la región de Rivera y Tacuarembó existen niveles de irradiancia solar menores [5], que no son capturados por la resolución espacial de este trabajo y de la primera versión del Mapa Solar del Uruguay. En el resto de los sitios estos mapas de Factores de Planta son capaces de acompañar de forma adecuada los valores hallados en la simulación. La tendencia encontrada crece en la dirección Noroeste, de forma similar a la primera versión del Mapa Solar del Uruguay. La variabilidad

	mod.	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	set	oct	nov	dic
<b>CA</b>	<b>corr.</b>	22,9	20,4	19,1	15,9	12,1	10,7	11,0	12,8	15,8	19,4	21,4	22,3
	<b>orig.</b>	21,9	19,6	18,3	15,2	11,6	10,3	10,5	12,3	15,2	18,6	20,5	21,4
<b>CO</b>	<b>corr.</b>	22,7	20,4	19,0	16,1	12,5	11,0	11,5	13,5	17,0	19,8	21,5	22,5
	<b>orig.</b>	21,7	19,6	18,2	15,4	12,0	10,5	11,0	13,0	16,3	19,0	20,6	21,5
<b>LB</b>	<b>corr.</b>	22,5	20,0	18,9	15,9	12,2	10,8	11,1	12,9	15,8	19,0	21,3	22,2
	<b>orig.</b>	21,5	19,2	18,1	15,3	11,7	10,4	10,7	12,4	15,2	18,3	20,5	21,3
<b>MR</b>	<b>corr.</b>	22,3	20,1	19,3	16,3	12,8	11,1	12,1	14,0	17,2	19,4	21,4	21,6
	<b>orig.</b>	21,4	19,2	18,5	15,7	12,2	10,6	11,6	13,4	16,5	18,6	20,5	20,7
<b>ML</b>	<b>corr.</b>	21,7	19,7	18,4	15,8	12,7	10,7	11,9	13,2	15,3	18,3	21,0	21,4
	<b>orig.</b>	20,8	18,9	17,7	15,1	12,1	10,2	11,5	12,7	14,7	17,6	20,2	20,5
<b>PM</b>	<b>corr.</b>	22,0	20,2	19,1	16,4	12,8	11,2	12,6	14,3	17,5	19,4	21,3	21,5
	<b>orig.</b>	21,1	19,3	18,3	15,7	12,3	10,7	12,1	13,7	16,7	18,6	20,4	20,7
<b>RI</b>	<b>corr.</b>	21,4	19,9	18,6	16,0	12,7	10,5	12,4	14,1	15,5	18,5	20,5	21,1
	<b>orig.</b>	20,5	19,1	17,9	15,3	12,1	10,1	11,9	13,6	14,9	17,7	19,6	20,3
<b>RO</b>	<b>corr.</b>	21,7	19,3	18,1	15,3	12,1	10,4	11,0	12,8	15,3	18,5	21,0	21,6
	<b>orig.</b>	20,8	18,5	17,3	14,7	11,6	10,0	10,6	12,3	14,7	17,7	20,2	20,7
<b>SA</b>	<b>corr.</b>	22,0	20,5	19,3	16,6	13,1	11,2	13,0	14,8	17,1	19,0	21,1	21,5
	<b>orig.</b>	21,1	19,6	18,5	15,9	12,6	10,7	12,5	14,2	16,4	18,3	20,2	20,6
<b>TM</b>	<b>corr.</b>	21,7	19,2	18,3	15,7	12,4	10,7	11,6	12,9	15,2	18,6	20,9	21,3
	<b>orig.</b>	20,8	18,4	17,5	15,1	11,9	10,2	11,1	12,4	14,6	17,8	20,1	20,5
<b>media corr.</b>	<b>22,1</b>	<b>20,0</b>	<b>18,8</b>	<b>16,0</b>	<b>12,5</b>	<b>10,8</b>	<b>11,8</b>	<b>13,5</b>	<b>16,2</b>	<b>19,0</b>	<b>21,1</b>	<b>21,7</b>	
<b>media orig.</b>	<b>21,2</b>	<b>19,1</b>	<b>18,0</b>	<b>15,3</b>	<b>12,0</b>	<b>10,4</b>	<b>11,4</b>	<b>13,0</b>	<b>15,5</b>	<b>18,2</b>	<b>20,3</b>	<b>20,8</b>	

Cuadro 11: Medias mensuales de 15 años de los Factores de Planta para los sitios simulados.

espacial Sureste–Noroeste es un 1 % (absoluto) menor a la del Mapa Solar debido al efecto inverso que tiene la temperatura ambiente sobre la generación PV.

## 4. Comentarios finales

Este trabajo representa el primer esfuerzo por mapear el potencial PV de Uruguay para plantas de mediano y gran porte conectadas a la red eléctrica. Es el primer paso en un enfoque incremental, y se utilizó un enfoque similar al desarrollo de las sucesivas versiones del Mapa Solar del Uruguay. El trabajo permitió realizar las primeras experiencias en esta área y generar información de utilidad hasta el momento desconocida en el país. Se hallaron los Factores de planta anuales y mensuales de largo plazo en una serie de puntos distribuidos en el país. Con esta base se confeccionó un mapa de Factores de Planta de baja resolución espacial que ilustra la tendencia general del potencial PV en Uruguay. Las simulaciones permitieron establecer una variabilidad inter-anual a los valores medios de cada sitio y el mapa. Se analizó el efecto de la inclinación de los paneles y el efecto de la temperatura desde una perspectiva Norte-Sur. Toda la información generada se basó en 15 años de datos.

El siguiente paso es elaborar un mapa de alta resolución, de forma similar a la segunda versión del Mapa Solar del Uruguay. La irradiancia solar se genera por satélite en forma de grilla. Para aumentar la resolución del mapa y usar el modelo se deben generar grillas de temperatura hora a hora por interpolación. Este punto no se exploró en este primer trabajo, pero

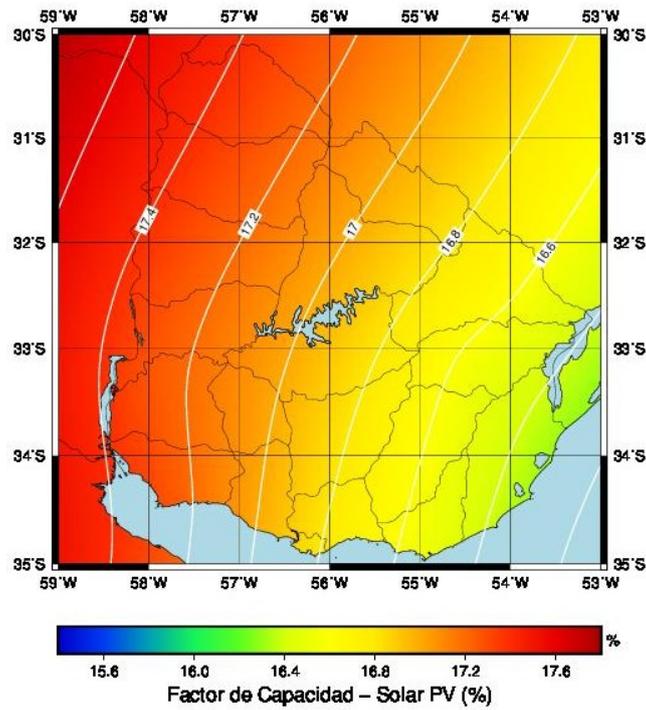


Figura 12: Mapas de la tendencia general del Factor de Planta para la generación PV. Mapa estimado con el modelo PV corregido por las medidas de ASAHI. Incertidumbre: 4 %. Variabilidad inter-anual: 7 % (P95) y 11 % (P99).

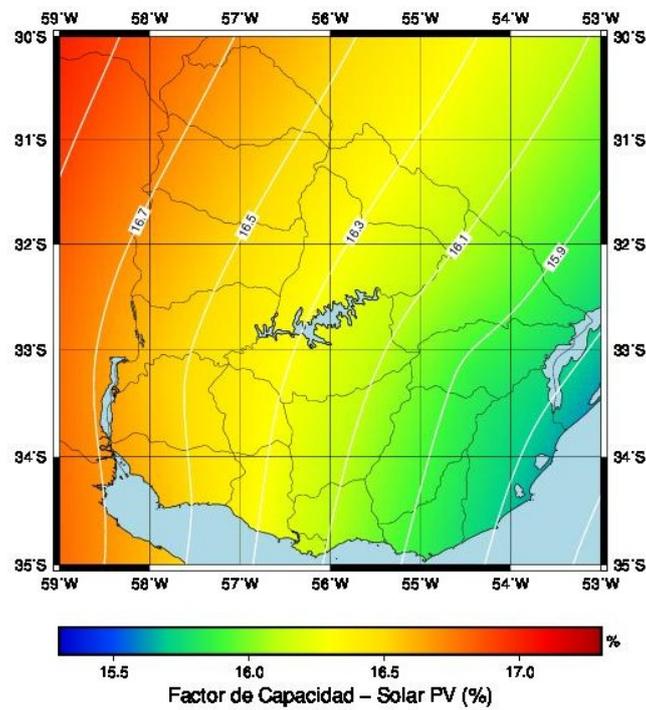


Figura 13: Mapas de la tendencia general del Factor de Planta para la generación PV. Mapa estimado para plantas con menor eficiencia que ASAHI y mayores pérdidas por temperatura. Incertidumbre: 4 %. Variabilidad inter-anual: 7 % (P95) y 11 % (P99).

es la continuación natural de esta línea de trabajo. Además, a partir de este primer trabajo se identificaron elementos que se pueden mejorar. En primer lugar, se necesitan más series de generación de plantas operativas para comprender el funcionamiento de distintas tecnologías. Esto permitiría explorar mejoras en el modelo de planta PV y realizar operaciones de pos-proceso en cada planta por separado.

El modelo de planta PV utilizado fue completamente desarrollado en Uruguay. La comparación con ASahi demuestra que la estrategia de utilizar datos de irradiancia solar por satélite en conjunto con el modelo de planta es viable para simular plantas PV en Uruguay. Post-procesando la simulación del modelo original de planta PV se puede obtener una simulación corregida que es capaz de estimar la generación de ASahi a escala horaria con una incertidumbre del 15.8 % y un desvío medio despreciable. Esta relativamente baja incertidumbre es promisorio con vistas a confeccionar herramientas de pronóstico de generación PV a corto plazo (hasta 3 horas en adelante) en base a imágenes de satélite.

## Referencias

- [1] World Meteorological Organization. Guide to Climatological Practices, third edition, WMO N° 100, 2011.
- [2] Frank Vignola, Cathy Grover, Nick Lemon, Andrew McMahan, Building a bankable solar radiation dataset, *Solar Energy*, Volume 86, 2012, 2218-2229.
- [3] Wilcox, S. y W. Marion: User's manual for TMY3 data sets. Technical Report TP-581-43156, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2008.
- [4] G. Abal et al., Mapa Solar del Uruguay. Proceedings IVth CLA-ISES, Cuzco 2010.
- [5] Alonso Suárez, R., Abal, G., Siri, R., Musé, P. Satellite-derived solar irradiation map for Uruguay. *Elsevier Energy Procedia* 57, 2014, 1237–1246.
- [6] Alonso Suárez, R., Abal, G., Siri, R., Musé, P. Brightness-dependent Tarpley model for global solar radiation estimation using GOES satellite images: application to Uruguay. *Solar Energy* 86, 2012, 3205–3215.
- [7] Alonso Suárez, R., Abal, G., Siri, R., Musé, P. Global solar irradiation assessment in Uruguay using Tarpley's model and GOES satellite images. *Annals of the Solar World Congress (SWC 2011)*, 2011.
- [8] Alonso Suárez, R., Bidegain, M., Abal, G., Modernell, P. Memoria Técnica del Año Meteorológico Típico para Aplicaciones de Energía Solar: series horarias típicas para 5 sitios del Uruguay. Publicación del Laboratorio de Energía Solar en proceso de elaboración.
- [9] Duffie, J.A., Beckman, W.A. *Solar Engineering of Thermal Processes*, 3rd edition. Wiley and Sons, 2006, ISBN 978-0-471-69867-8.
- [10] J.A. Ruiz-Arias, H. Alsamamra, J. Tovar-Pescador, D. Pozo-Vázquez. Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky conditions. *Energy Conversion and Management* 51, 2010, 881–893.

- [11] Surface meteorology and Solar Energy (SSE) Release 6.0 Methodology , Version 3.0 , April 19, 2011. Available at <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>.
- [12] Pinker, R.T., Laszlo, I., Effects of spatial sampling of satellite data on derived surface solar irradiance. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology* 8, 96–107 (1991).