

# Estimación del Factor de Capacidad de plantas PV en Uruguay

Diego Oroño  
IIE/Facultad de Ingeniería, UdelAR  
diego.orono@gmail.com

Rodrigo Alonso-Suárez  
LES/CENUR Litoral Norte, UdelAR  
r.alonso.suarez@gmail.com

Gonzalo Hermida  
IIE/Facultad de Ingeniería, UdelAR  
ghermida@fing.edu.uy

Pablo Modernell  
IIE/Facultad de Ingeniería, UdelAR  
pmodernell@fing.edu.uy

**Palabras clave – irradiancia solar, generación PV, planta PV, imágenes de satélite.**

## INTRODUCCIÓN

El Factor de Capacidad (FC) es el cociente entre energía producida por una planta y lo que podría producir si funcionara todo el tiempo a máxima potencia. Es un parámetro que permite inter-comparar la generación de distintas fuentes y que es necesario conocer para una operación eficiente de la red eléctrica. En este trabajo se presenta la implementación local de un modelo de planta fotovoltaica (PV) y su utilización para estimar la generación de este tipo de tecnología en Uruguay. La simulación se realiza para 10 sitios en base a 15 años de datos horarios de irradiancia solar por satélite y de temperatura ambiente medida en Tierra. La salida del modelo es comparada y corregida con la serie de generación de ASAHÍ (Noroeste del país). El FC de largo plazo obtenido en los 10 puntos es interpolado para generar un mapa que muestra su distribución geográfica.

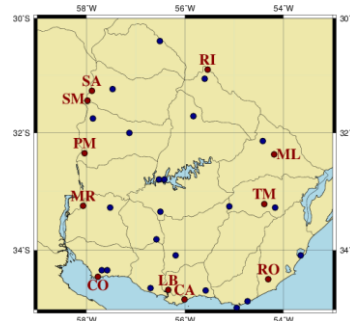
## DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Debido al régimen diario y anual del recurso solar, y a la alta variabilidad introducida por el movimiento nuboso, las plantas PV no generan a su potencia máxima en todo momento. Las plantas se dimensionan usualmente con una potencia pico mayor a la potencia nominal. Esta

potencia pico ( $PPV_p$ ) es la suma de la potencia de cada panel PV a una irradiancia solar nominal de  $1000 \text{ W/m}^2$ . Para estimar el Factor de Capacidad anual se debe estimar previamente la energía anual generada ( $EPV_{anual}$ ). Luego, el FC es calculado como:

$$FC = \frac{EPV_{anual}}{365 \times 24 \times 60 \times 60 \times PPV_p}$$

Esta energía anual se estimó utilizando un modelo de planta PV que fue desarrollado. Para correr el modelo se requieren datos horarios de irradiancia solar global sobre los paneles y de temperatura de aire ambiente. Los datos de largo plazo de irradiancia solar en Uruguay son inexistentes. Debido a ello se utilizaron datos de irradiancia solar estimados por satélite. Además, se utilizaron los datos de temperatura medidos por el INUMET y el INIA. La disponibilidad de registros horarios completos de largo plazo de estos datos restringió la simulación a los puntos que se muestran en rojo en la siguiente Figura.



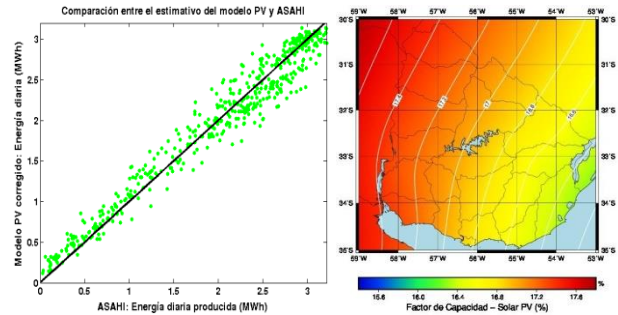
## METODOLOGÍA

Se implementó un modelo de planta PV en la plataforma Simulink/MatLab en base a una propuesta preexistente [1, 2]. Se requiere conocer información del diseño de la planta, como la cantidad de paneles, su conexión, y parámetros de las celdas utilizadas que se encuentran en su hoja de datos. Dadas las entradas de irradiancia y temperatura, el modelo simula la curva Tensión-Corriente de cada panel y computa la salida horaria de generación (en kWh) de la planta. Se consideran pérdidas en la generación por diversos factores: por sobre-temperatura de los paneles, por sombreado parcial, en los inversores y en los transformares, entre otras.

Los datos de irradiancia solar son estimados por satélite a través de un modelo estadístico desarrollado por el LES/UdelaR [3]. El modelo está ajustado especialmente a la región y es capaz de estimar la irradiancia horaria con baja incerteza [4]. La irradiancia solar en plano inclinado es estimada utilizando el modelo HDKR [5] y se utiliza el modelo de fracción difusa de Ruiz-Arias [6] con sus parámetros estimados localmente el LES.

La salida de generación horaria se comparó con la serie de generación de ASahi. Debido a que, entre otros factores, la tecnología de celdas de esta planta (celdas HiT) es distinta a la simulada (Si Polycristalino), se calcula una recta de calibración para ajustar los datos simulados a los medidos. El modelo corregido presenta un buen desempeño y su incerteza a escala horaria y diaria se estimó en 16% y 9.5% en cada caso. La incertidumbre encontrada es baja comparada a la incertidumbre típica de un piranómetro de primera clase midiendo en campo, que es de 7% a escala diaria.

A la izquierda de la siguiente Figura se muestra un gráfico de dispersión con la comparación diaria entre la serie de generación de ASahi y la estimación del modelo. A la derecha de esta Figura se muestra el mapa con la distribución de los FC de largo plazo (15 años) que se interpoló luego de la simulación en los 10 puntos distribuidos en Uruguay.



## PRINCIPALES CONCLUSIONES

Se realizó una simulación horaria de la generación de plantas PV en 10 puntos distribuidos en el país. A partir de estas simulaciones se estimó la distribución espacial de los Factores de Capacidad PV en Uruguay. La distribución encontrada es similar a la del Mapa Solar del Uruguay. La metodología basada en el modelo de planta e imágenes de satélite presentó una baja incerteza en la estimación, lo cual la hace atractiva para incorporar a un esquema de pronóstico donde la irradiancia solar a algunas horas hacia el futuro es pronosticada por satélite.

## REFERENCIAS

- [1] D. Sera, R. Teodorescu and P. Rodriguez, "PV panel model based on datasheet values," 2007 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Vigo, Spain, 2007, pp. 2392-2396.
- [2] D. Oroño, R. Alonso-Suárez, G. Crapuchetti, G. Hermida, M. Puppo, Simulation of PV Power Plant's Output in Uruguay, Solar Integration Workshop, Berlín, Germany, 10-11 nov, page 1-6, 2014..
- [3] R. Alonso-Suárez, G. Abal, R. Siri, P. Musé, Brightness-dependent Tarpley model for global solar radiation estimation using GOES satellite images: Application to Uruguay, Solar Energy, Volume 86, Issue 11, November 2012, Pages 3205-3215.
- [4] R. Alonso-Suárez, G. Abal, P. Musé, R. Siri. Satellite-derived Solar Irradiation Map for Uruguay, Energy Procedia, Volume 57, 2014, Pages 1237-1246.
- [5] J.A. Duffie, W.A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, fourth ed., John Wiley & Sons Inc., New Jersey, 2013.
- [6] 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, Volume 51, Issue 5, May 2010, Pages 881-893.