

## Tema 7 – Radiación solar y clima

### VARIABILIDAD DE CORTO PLAZO Y VALORES EXTREMOS DE LA IRRADIANCIA SOLAR EN LA PAMPA HÚMEDA ARGENTINA

**R. Aristegui<sup>1</sup>, P. Iturbide<sup>1</sup>, V. Stern<sup>1</sup>, Julián Lell<sup>1</sup>, R. Righini<sup>1</sup>**  
GERSolar – INEDES (UNLu-CONICET)

Departamento de Ciencias Básicas- Universidad Nacional de Luján  
Tel. 02323-440241–e-mail:gersolar.unlu@gmail.com

**RESUMEN:** Se analizan los cambios abruptos de los niveles de irradiancia global solar en la zona correspondiente a la Pampa Húmeda argentina. Los datos provienen de una red de medición de 9 estaciones distribuidas en la zona. Se contabilizan los incrementos minutales que superen los 300, 400, 500 y 600 W/m<sup>2</sup>. El análisis se realiza en términos anuales y mensuales, estudiándose la caída de irradiancia porcentual que tales eventos representan. También se evalúan los valores de irradiancia global que superan la existente a tope de atmósfera. Se sugieren trabajos futuros destinados a evaluar la variabilidad temporal en el desempeño de las plantas fotovoltaicas que operen en dicha zona, un factor que de no ser evaluada convenientemente puede tener consecuencias económicas indeseadas.

**Palabras clave:** radiación solar, variabilidad temporal, valores extremos, corto plazo, plantas fotovoltaicas.

#### INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica mediante la instalación de plantas de paneles fotovoltaicos ha suscitado en los últimos años la atención del gobierno argentino y de inversionistas privados. Las razones para que esta tecnología resulte atractiva y prometedora en el marco del programa energético argentino no son pocas: se trata de una forma de generación limpia; cuyo costo de implementación disminuye año tras año; contando en nuestro territorio con gran potencial de expansión. Gracias a la superficie disponible para la instalación de nuevas plantas y a las características de irradiancia solar promedio en un amplio porcentaje del territorio la energía solar constituye un aporte sustentable a la diversificación de la matriz energética.

Las leyes 27191 y 27424 sancionadas en los últimos años, muestran la decisión de fomentar en nuestro país la producción centralizada de energía eléctrica y la generación distribuida; mediante la utilización de fuentes renovables. Las previsiones calculan en varios miles los MW instalados para el 2025 en el país, aunque según el informe mensual de junio 2019 de CAMMESA (CAMMESA portal web, 2019) la potencia instalada renovable alcanza actualmente el 4,9% de la total y dentro de ella la fracción solar representa un 0,8%. Por otra parte, el mismo informe indica que el 5,5% de la energía generada fue renovable en dicho período.

Sin embargo, a medida que la penetración de la energía fotovoltaica crece y que más usuarios abastecen sus necesidades a través de redes regionales con aporte de distintas tecnologías, deben considerarse variables que vayan mucho más allá de la potencia total instalada o la irradiancia media en un determinado sitio geográfico. La rentabilidad, mantenimiento y vida útil de las instalaciones son factores preponderantes que también deben ser tenidos en consideración. En tal sentido, la variabilidad temporal del recurso solar dentro de la franja horaria (y aún dentro de la franja minutal) debido al pasaje de nubes, puede tener consecuencias importantes en el rendimiento de los equipos y en la propia disponibilidad de energía que una planta fotovoltaica puede aportar al sistema interconectado, siendo necesaria su estimación para prever los posibles problemas de despacho. (Osman et al., 2018)

En efecto, en el campo de la distribución de energía, una de las características más valoradas en los sistemas de generación es su estabilidad; en este sentido, la energía solar presenta dos problemas intrínsecos: el primero y más evidente es la ausencia de generación durante la noche, hecho que obliga a las plantas de generación convencional a modular su producción de forma diaria de acuerdo a la cuota de energía solar fotovoltaica presente en la matriz energética. Por otra parte, y en primer lugar por su importancia, la caída de potencia generada en las plantas fotovoltaicas puede variar en un 50% en un intervalo de 30 y 90 segundos hasta un 70% en un intervalo de 5 a 10 minutos (Lappalainen y Valkealahti, 2016). El pronóstico de tales situaciones es prácticamente imposible dada la propia dinámica de la atmósfera. Sin embargo, ya que este tipo de sucesos locales tiene peso en el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas (Sánchez Reinoso et al., 2012) conocer la frecuencia y las características de los sucesos de ese tipo que ocurren en una determinada zona puede brindar información suficiente como para evaluar su impacto en la energía disponible, arbitrando los medios necesarios para establecer un control adecuado de cargas en las redes públicas (Hoff y Pérez, 2010).

La variabilidad de la potencia disponible debido a pasaje de nubes obliga a las redes de distribución a contar con una porción de la potencia provista por fuentes convencionales. El porcentaje de energía convencional que debe ser previsto, en el caso de una planta fotovoltaica, depende de la estabilidad que se determine a priori para la red a la cual se provee de inyecte energía (Rosés et al., 2017). Valores que van entre el 10% y el 15% de la potencia nominal instalada son, usualmente, empleados como variables asociadas al diseño de una planta fotovoltaica.

En este trabajo se analizan un conjunto de eventos de cambio abrupto en la irradiancia global en plano horizontal debidos a nubosidad, registrados con piranómetros termoelectrónicos y fotovoltaicos en las estaciones de la Red Pampeana de la Universidad Nacional de Luján (UNLu) y el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA). Se estudia la incidencia de saltos en la radiación en plano horizontal, dentro del rango temporal del minuto, que sean superiores a  $300 \text{ W/m}^2$  en la región pampeana de la República Argentina. La información obtenida puede ser tenida en consideración a la hora de planificar la instalación de plantas fotovoltaicas en la región. No se conocen datos en este sentido en la zona de la Pampa Húmeda, a excepción del valor de 1342 saltos en 2017 (en la estación CEILAP de medición, Villa Martelli, Bs. As.) repartidos en el 50% de los días del año. (Wolfram et al., 2018).

También se estudian los valores pico de irradiancia (promedio minotal) que se producen bajo ciertas condiciones de cobertura nubosa (parches de cúmulos con zonas despejadas) y que son responsables de incrementos por reflexión. Estos eventos han sido estudiados en diversas zonas encontrándose valores mayores a la constante solar (hasta alrededor de un 10%) que podrían tener relevancia en lo que concierne a efectos biológicos dañinos y al deterioro de materiales expuestos a la radiación solar (Piacentini et al., 2003, 2011).

## MATERIALES Y MÉTODOS

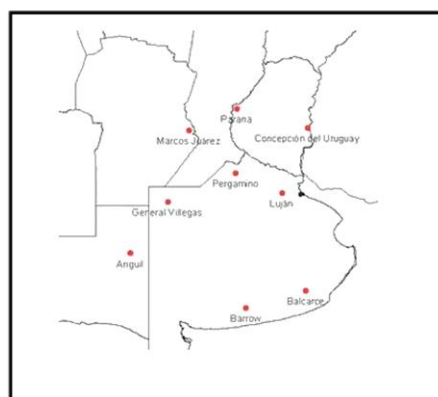


Figura 1: Ubicación de los sitios de medición de la Red Solarimétrica regional de la Pampa Húmeda

Se trabajó con datos de medición de irradiación global en plano horizontal tomados durante el año 2017, provenientes de nueve estaciones pertenecientes a la red pampeana que el GERSolar administra juntamente con INTA: Luján, Anguil, Balcarce, Pergamino, Paraná, Marcos Juárez, General Villegas, Concepción del Uruguay y Barrow. (Figura 1).

Se han utilizado datos empleados con resolución temporal minuter, medidos por piranómetros termoelectricos y fotovoltaicos instalados en las estaciones mencionadas. Todas las estaciones cuentan con adquirentes de datos de la firma Campbell Scientific y los piranómetros son regularmente calibrados en el Laboratorio de Calibración que el GERSolar opera en el predio de la Universidad Nacional de Luján. (Righini y Aristegui, 2013).

El análisis estadístico de los datos se realizó con la herramienta Enterprise Guide de SAS (Statistical Analysis System).

Los valores de irradiancia fueron procesados para seleccionar aquellos valores cuya variación dentro del minuto hayan sido mayores a 300, 400, 500 W/m<sup>2</sup>, 600 y 700 W/m<sup>2</sup> en cada una de las estaciones.

En el presente trabajo se denomina “salto” a la diferencia entre el valor de irradiancia en un minuto y su valor en el siguiente, cuando dicha diferencia supera los 300 W/m<sup>2</sup>. Así, un salto de 400 W/m<sup>2</sup> significa que la irradiancia presenta una variación de 400 W/m<sup>2</sup> en ese minuto. La expresión que los define está dada por:

$$\Delta I = I_{m+1} - I_m$$

Donde  $I$  es la irradiancia solar global a nivel de la superficie terrestre en el minuto  $m$ .

Además de contabilizar los saltos de mayor amplitud en las estaciones, se descartó que se debieran a una particular respuesta del tipo de sensor, comparando las mediciones simultáneas de piranómetros termoelectricos y sensores fotovoltaicos ubicados en las estaciones donde se encuentran disponibles ambos equipos. La correlación entre las mediciones de los mismos permitió verificar la real ocurrencia de los saltos de irradiación en plano horizontal. También se discriminó la cantidad de eventos ocurridos mensualmente, dando una perspectiva estacional en la ocurrencia de los mismos, con vistas a predecir la intermitencia de la energía disponible para el despacho a lo largo del año.

Por otra parte, se define “pico de irradiancia” como el valor de radiación solar global a nivel de la superficie terrestre que supere al correspondiente a tope de atmósfera (constante solar: 1,3672 kW/m<sup>2</sup>) (Gueymard, 2012)

En el presente trabajo se analiza la ocurrencia de valores extremos superiores a 1400 W/m<sup>2</sup> en todas las estaciones de la red durante un año.

## RESULTADOS

El análisis estadístico de los registros de dos sensores de diferente tecnología instalados en la misma estación mostró la correlación entre los conjuntos de datos en las estaciones y los meses para los que se tiene redundancia (3 estaciones). Como ejemplo se muestran los valores que establecen la correlación entre los datos medidos por un sensor fotovoltaico (fabricado por el Depto Solar de la Comisión Nacional de Energía Atómica –CNEA-) y un sensor piranométrico CMP11 de la firma Kipp&Zonen ambos instalados en la estación Pergamino (Tabla 1).

Los datos que se analizan a continuación corresponden al año 2017 y contemplan las 9 estaciones de la red solarimétrica. La Tabla 2 da cuenta de la cantidad de saltos de irradiancia ocurridos en cada una de las estaciones durante ese año clasificados según el valor del salto. Los saltos mostrados son aquellos en los que la energía se incrementa. Se verificó que la cantidad de saltos crecientes es equivalente a la de saltos decrecientes, contabilizándolos a lo largo de diferentes escalas temporales en distintas

estaciones pertenecientes a la red. Este hecho se puede visualizar en la Figura 2 donde se muestran los saltos, crecientes y decrecientes.

	N	Media	Desvío estándar	Mínimo	Máximo
<b>Sensor fotovoltaico</b>	262080	229.80383	326.94134	0	1536
<b>Sensor piranométrico</b>	262080	226.86587	325.63282	0	1518
<b>Coefficiente de correlación de Pearson (N=262080)</b>		<b>0.99942</b>			

Tabla 1. Análisis de correlación entre los sensores piranométrico y fotovoltaico, estación Pergamino. Se consideran seis meses de medición (2018-2019).

Estación	Cantidad de saltos						Valor salto
	300 < ΔI < 400 W/m <sup>2</sup>	400 < ΔI < 500 W/m <sup>2</sup>	500 < ΔI < 600 W/m <sup>2</sup>	600 < ΔI < 700 W/m <sup>2</sup>	ΔI > 700 W/m <sup>2</sup>	Total (ΔI > 300 W/m <sup>2</sup> )	Máximo ΔI (W/m <sup>2</sup> )
<b>M. Juárez</b>	713	387	289	132	74	1595	<b>1001</b>
<b>Luján</b>	701	376	215	112	67	1471	926
<b>Gral. Villegas</b>	559	280	174	66	15	1094	836
<b>Concepción</b>	609	360	190	87	39	1285	889
<b>Balcarce</b>	949	569	312	145	108	<b>2083</b>	967
<b>Pergamino</b>	671	371	216	101	48	1407	912
<b>Barrow</b>	759	401	220	82	75	1539	935
<b>Paraná</b>	709	386	211	100	52	1458	852
<b>Anguil</b>	555	310	137	65	40	1107	918
<b>Promedio</b>	691	382	218	99	57	1449	915
<b>Min-Max</b>	555-949	280-569	174-314	65-150	15-142	1094-2083	836-1052

Tabla 2: Cantidad de saltos registrados en cada estación durante el año 2017, clasificados según el valor del salto.

La mínima cantidad de saltos se observa en Gral. Villegas, en donde se registraron 1094 saltos en todo el año, mientras que en Balcarce el registro asciende a 2083 saltos de ese tipo. En promedio, se registraron 1491 saltos por estación durante todo el año.

En todas las estaciones se verifica que los saltos pequeños se dan en mayor cantidad que los saltos “grandes”. A modo de muestra se graficó la cantidad de saltos según el valor del salto correspondiente en la estación Paraná; en dicha estación se registraron 709 saltos de entre 300 y 400 W/m<sup>2</sup> y 152 saltos mayores 600 W/m<sup>2</sup>. (Figura 3). En todas las estaciones se encontró una distribución similar:

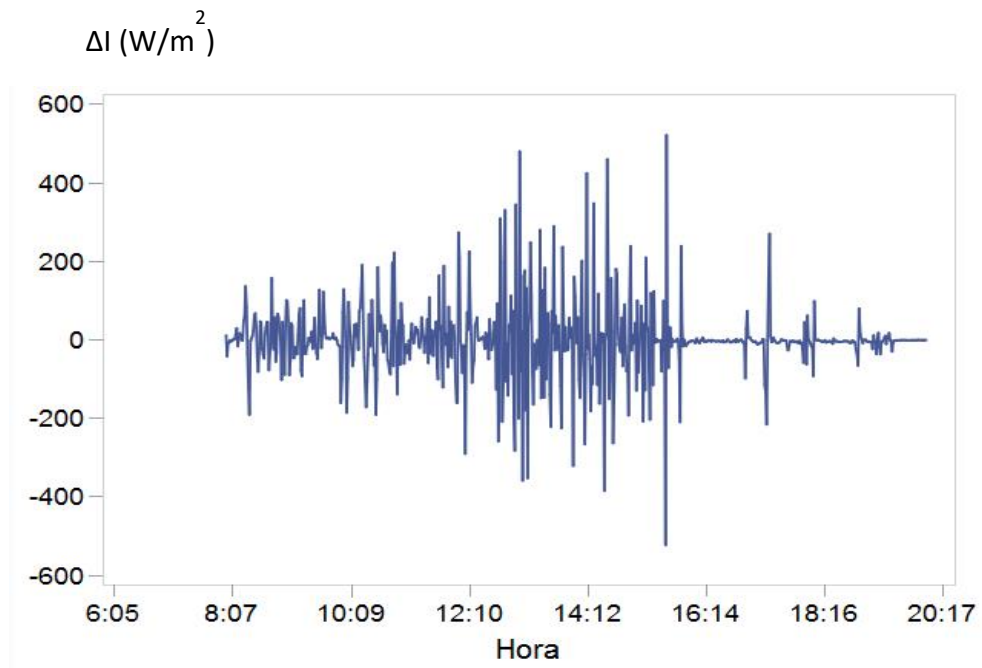


Figura 2. Saltos de irradiancia a lo largo del día 1/1/2018 en la estación Luján.

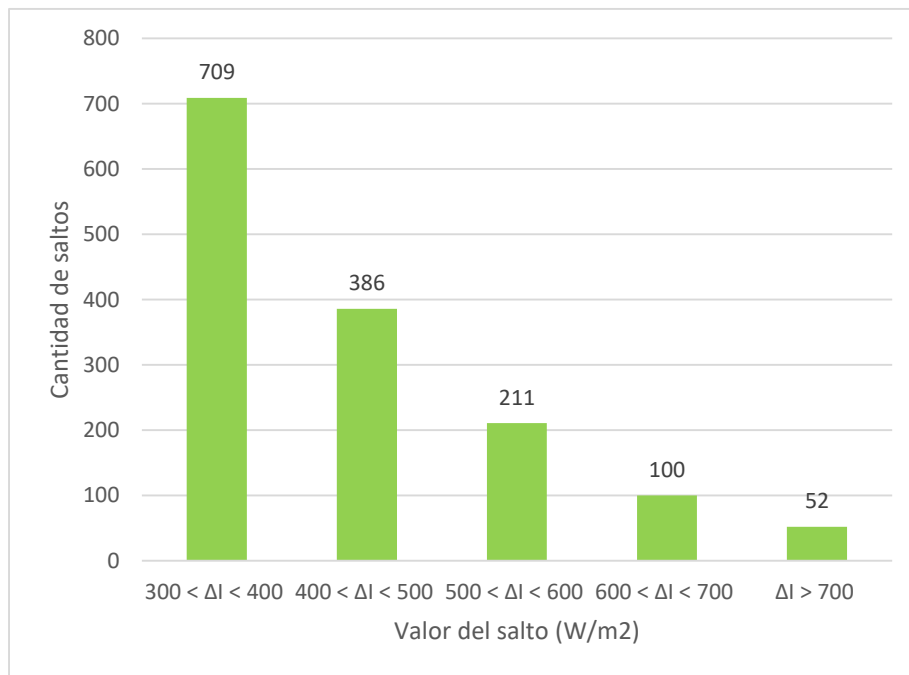


Figura 3: Cantidad de los saltos de irradiancia registrados en la estación Paraná durante el año 2017, clasificados según el valor del salto.

En la Figura 4, a la izquierda, se muestra la irradiancia minuto a minuto a lo largo de un día en particular en la estación Luján. A la derecha se ve una ampliación temporal que abarca 15 minutos. En ambas pueden apreciarse varios saltos y sus valores (algunos superiores a 500 W/m<sup>2</sup>).

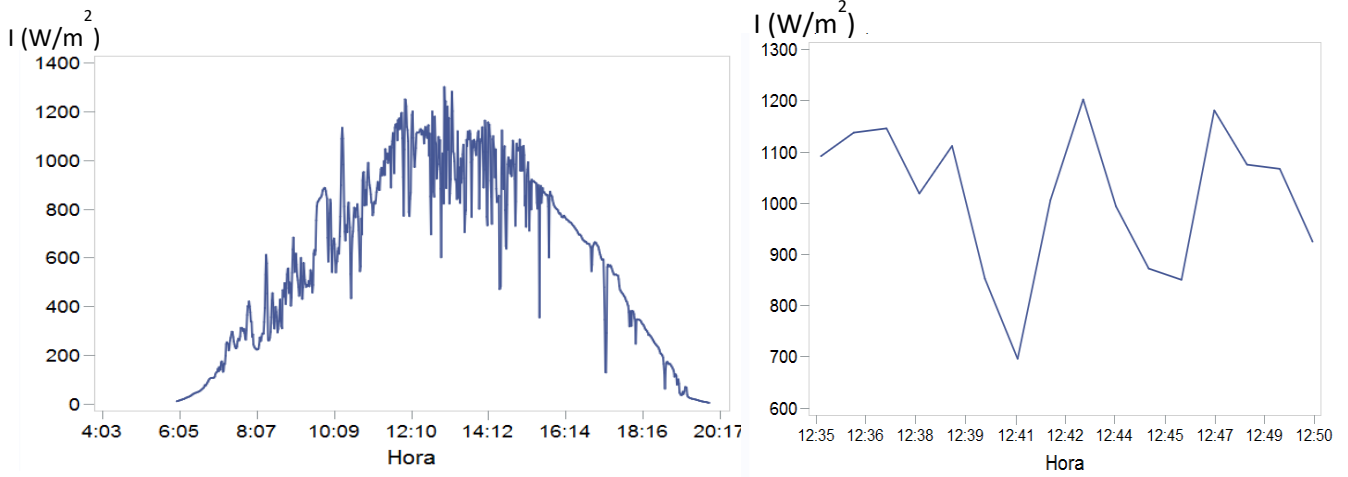


Figura 4: Izquierda: Irradiancia global medida el día 1/1/2018 en la estación Luján. Derecha: : Detalle entre las 12:35hs y las 12:50hs.

Se contabilizaron la cantidad total de días con al menos un salto y el porcentaje del año que representa para cada estación, lo que se muestra en la Figura 5. En la estación Barrow durante el 32% de los días se registraron saltos, mientras que en General Villegas ocurrieron durante el 19%.

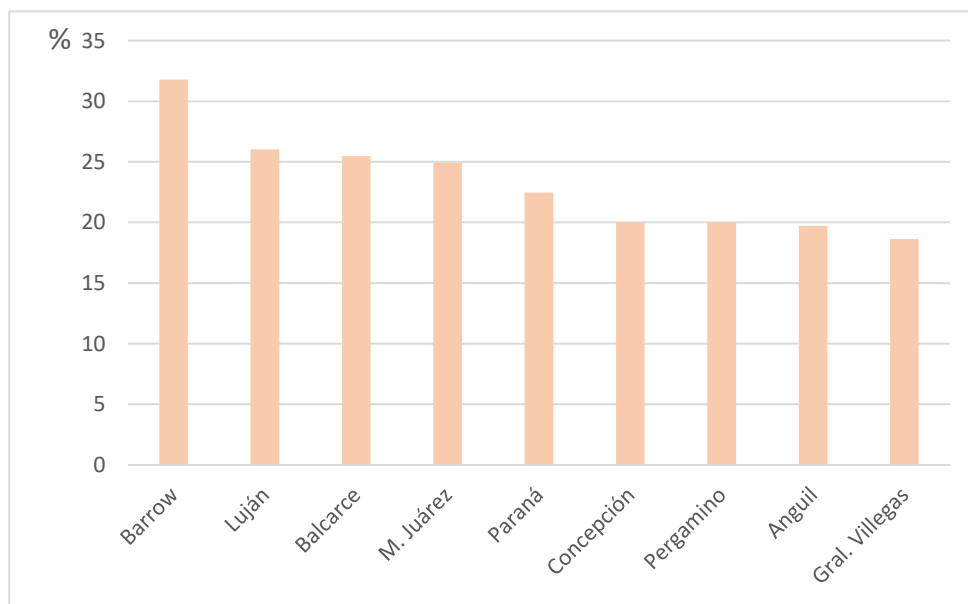


Figura 5: Porcentaje de días del año 2017 en que ocurrió al menos un salto en la irradiancia global plano horizontal para cada estación.

Por otro lado, se buscó el día con mayor cantidad de saltos para cada estación, encontrándose los valores que se muestran en la Figura 6. En la Figura 7 se ve la distribución de la cantidad de saltos por día para las estaciones de Balcarce y Anguil..

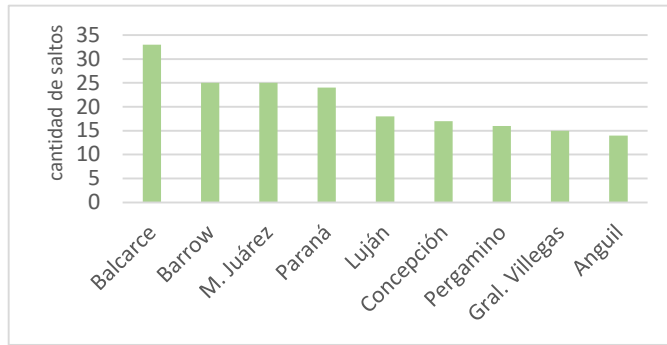


Figura 6: Cantidad máxima de saltos en un mismo día para cada estación

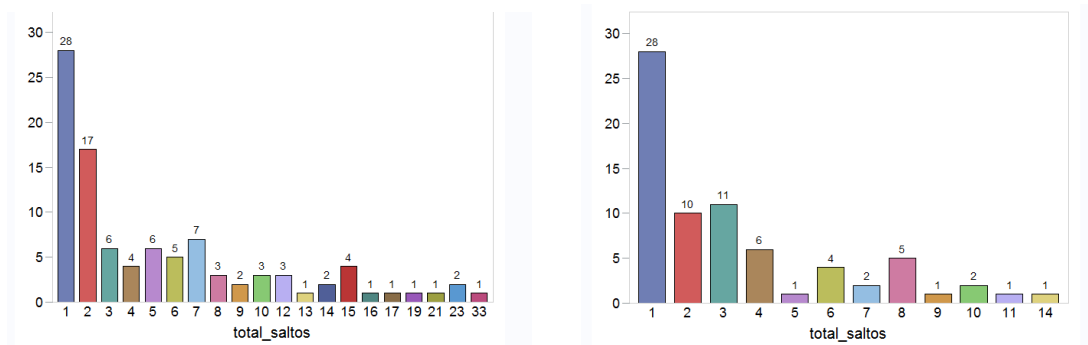


Figura 7: Distribución de la cantidad de saltos por día para las estaciones Balcarce (izquierda) y Anguil (derecha)

En Balcarce se llegaron a detectar 33 saltos en un solo día y hubo 28 días con un solo evento. En Anguil la máxima cantidad de saltos detectados en un mismo día fue de 14 y también se contabilizaron 28 días en los que hubo un solo salto.

En la Figura 8 se muestra la irradiancia promedio minatural durante el día con mayor cantidad de saltos (33) en Balcarce entre las 11 y las 15 hs. Se trató de un día con parches de nubes y zonas despejadas de cielo, durante el cual se midieron saltos de más de 900 W/m<sup>2</sup>.

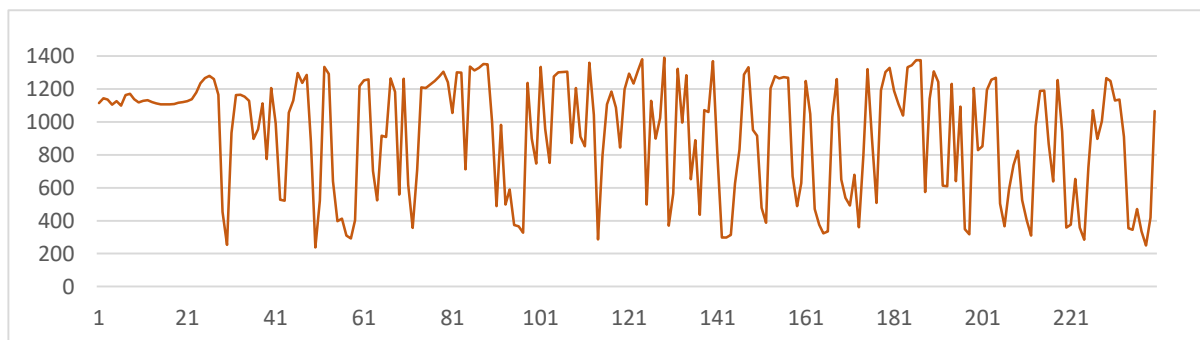


Figura 8: Irradiancia minatural (W/m<sup>2</sup>) entre las 11 y las 15 hs del día 4/12/2017 en la estación Balcarce

### Distribución estacional

Se analizó la ocurrencia de saltos para cada mes para cada estación y en toda la red y se encontró una marcada tendencia estacional, como puede verse en la Figura 9.

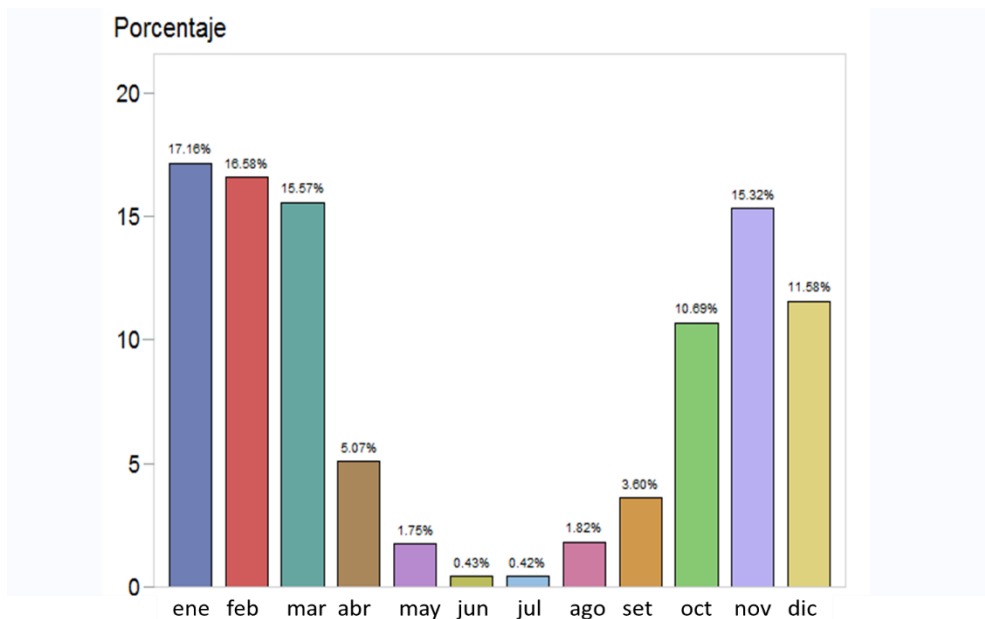


Figura 9: Porcentaje de saltos en función del mes. Se consideraron las 9 estaciones de la red.

Alrededor del 50% de los saltos ocurren durante los meses de enero, febrero y marzo, mientras que en los meses de mayo, junio y julio tiene lugar menos del 3%. En la figura anterior se muestra el porcentaje de los saltos que corresponde a cada mes. Cabe mencionar que todas las estaciones presentan una distribución semejante a la del conjunto: los saltos ocurren mayormente en los meses estivales.

### Pérdida de potencia

Más allá del valor absoluto del salto, es decir, de cuánto aumentó (o disminuyó) la potencia en un minuto, resulta interesante saber qué porcentaje de la potencia presente representa esta disminución.

Si se tiene un sistema FV que está inyectando a la red, interesa particularmente la *pérdida* de potencia generada debido a la disminución de la radiación, ya que conocer el comportamiento de la radiación en el corto plazo permite o facilita la articulación con las otras fuentes de energía que aportan a la red. Una caída de radiación solar podría implicar una desestabilización de la red, debido a la pérdida de energía inyectada a la misma por una eventual central fotovoltaica que forme parte de ella. Para evitar estas situaciones, las redes necesitan disponer de un soporte convencional de energía, el cual debe ser evaluado en función de la probabilidad de las pérdidas de potencia y de su intensidad. Una pérdida de, digamos,  $300 \text{ W/m}^2$  no tendrá el mismo impacto en las primeras horas del día que durante el mediodía de un día despejado. Porcentualmente la variación asociada es diferente y también su impacto en la generación esperada en una planta fotovoltaica.

Para dar cuenta de este hecho se estudió, para todos los saltos considerados, qué porcentaje representan de la irradiancia medida en el minuto anterior. En la Figura 10 se agrupan los saltos según el porcentaje de disminución que representan (con respecto al minuto anterior).

Se halló que en menos del 1 % de los eventos se produce una disminución de la irradiancia menor al 25%. El 36,56% de los saltos conllevan una caída de entre el 25% y 45% y el 49,22% de los saltos implica caídas de entre 45 y 65 %, mientras que en casi un 14% de los eventos la caída de irradiancia es más del 65% de un minuto a otro.



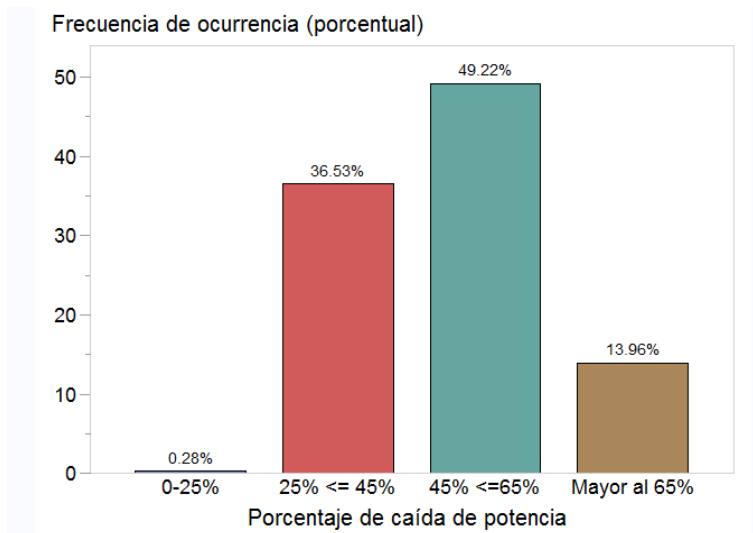


Figura 10: Porcentaje de caída de potencia en un minuto debido a caídas de irradiancia mayores a  $300 \text{ W/m}^2$

### Picos o valores extremos de irradiación

Se filtraron los valores de Irradiancia para hallar los que superasen  $1400 \text{ W/m}^2$ . Se encontró una marcada diferencia en la cantidad de estos valores para algunas estaciones, como Anguil y Balcarce. Por el contrario, los valores máximos en cada estación no difieren entre sí más de un 0,08% como puede calcularse a partir de la Tabla 3.

Estación	Cantidad de picos $1400 \text{ W/m}^2 < I$	Máxima I $\text{W/m}^2$
<b>M. Juárez</b>	2	<b>1483</b>
<b>Luján</b>	2	<b>1428</b>
<b>Gral. Villegas</b>	0	<b>1398</b>
<b>Concepción</b>	4	<b>1473</b>
<b>Balcarce</b>	18	<b>1467</b>
<b>Pergamino</b>	1	<b>1454</b>
<b>Barrow</b>	1	<b>1407</b>
<b>Paraná</b>	8	<b>1452</b>
<b>Anguil</b>	18	<b>1489</b>

Tabla 3. Cantidad de picos de irradiancia minutil ( $>1400 \text{ W/m}^2$ ) y pico máximo, en el año, por estación.

Para el caso del evento más extremo encontrado en ese año en la red (Marcos Juárez, pico de  $1483 \text{ W/m}^2$ ) se ve en la Figura 11 la comparación entre los valores de irradiancia de ese día y los correspondientes al día más claro de ese mes en esa estación. Puede verse el incremento respecto de la irradiancia de cielo despejado en los minutos correspondientes a valores extremos.

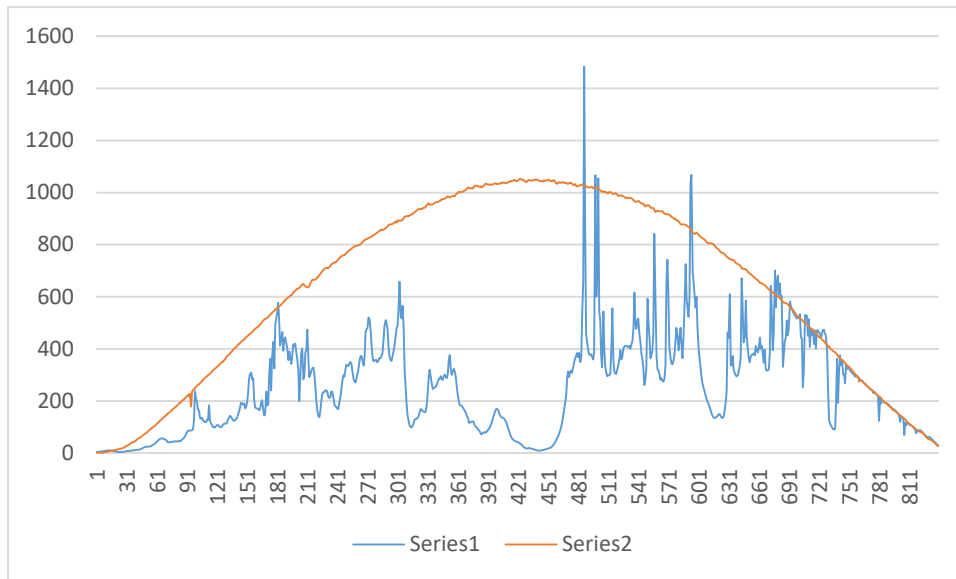


Figura 11: Irradiancia minutal en Marcos Juárez para el día más claro del mes (línea color naranja) y para el día con el valor extremos del año (línea color azul).

## CONCLUSIONES

Se verificó la existencia de una importante cantidad de “saltos” de energía en la escala minutal para todas las estaciones que integran la red pampeana de medición de la radiación solar, entre 1094 y 2083 en el año analizado. Los saltos evaluados son aquellos que superan los 300 W/m<sup>2</sup>, pero también se contabilizaron hasta los superiores a 700 W/m<sup>2</sup>. Dichos saltos fueron discriminados en lo que hace al porcentaje de disminución de energía solar existente previa al salto. Se encontró que la mayoría de los mismos presuponen una pérdida que se extiende, fundamentalmente, en el rango que va desde el 25% al 65% de la potencia solar disponible.

Respecto de la cantidad de días en el año en que ocurrió al menos un salto, el valor máximo fue de 32% de los días del año para Balcarce y el menor de 19% para General Villegas. En este porcentaje de días la eficiencia real de los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red podría verse afectada.

Se analizó la distribución anual de saltos, verificándose que los mismos son mínimos durante los meses invernales y máximos durante el período estival, en todas las estaciones de la red.

En cuanto a los valores de irradiancia global horizontal mayores a 1400 W/m<sup>2</sup>, se encontraron pocos eventos de este tipo en la mayoría de las estaciones, aunque en dos de ellas ocurrieron más de una decena en 2017.

La información presentada puede contribuir al correcto dimensionamiento de los sistemas de aprovechamiento energético que utilicen la radiación solar como fuente primaria de energía. En particular podría ser utilizada para evaluar el soporte de potencia eléctrica convencional que una red de distribución eléctrica requiere cuando una planta fotovoltaica inyecta energía en ella. Dicho soporte se necesita para evitar fluctuaciones en la red, y dimensionarlo adecuadamente resulta imprescindible para evaluar correctamente la inversión necesaria y asegurar el correcto despacho de energía en las redes públicas.

Dado que el presente análisis tiene carácter de preliminar, quedan propuestas para un próximo trabajo las siguientes acciones:

- 1) analizar el total de la base de datos de la Red Pampeana,

- 2) estudiar los eventos de saltos y picos en las diferentes componentes de la irradiancia solar (difusa y directa normal) en las estaciones donde el GERSolar está actualmente registrando estas variables (Luján y Barrow).
- 3) analizar el comportamiento de la irradiancia UV medida durante estos eventos en la estación Luján.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer el trabajo desinteresado de todos los observadores de INTA y UNLu que operan la red de estaciones de la Pampa Húmeda argentina, y de su coordinadora: Gabriela Arano, Marta Borda, Laura Belmonte; Lorena Carreño, Matías Cambareri. Sebastián Bazán, Matías Parquet, Hernán Sceglio, Néstor Garcíarena; Gustavo Maffini, Sebastián Muñoz, Nicolás Vaiman y Gabriela Posse.

## REFERENCIAS

- CAMMESA [en línea]. (2019) Informe mensual junio 2019. Dirección URL: <http://www.portalweb.cammesa.com/memnet1/> [consulta: 5 de agosto de 2019].
- Gueymard C. (2012). Solar Radiation, Introduction. Encyclopedia of Sustainability Science and Technology, R.A. Meyers (Ed.), Springer.
- Lappalainen K y Valkealahti S. (2016). Effects of Irradiance Transitions on the Output Power Fluctuations of Different PV Array Configurations. IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia) Melbourne, Australia.
- Osman Y., Li J., Zhen X. y Yang A. (2018). Experimental Study of the Cloud Influence on PV Grid Connected System. Smart Grid and Renewable Energy. 9, 1-15. ISSN Online: 2151-4844 ISSN Print: 2151-481X.
- Piacentini R., Cede A. y Bárcena H. (2003). Extreme solar global and UV irradiances due to cloud effect measured near the summer solstice at the high altitude desertic plateau Puna of Atacama. Journal atmospheric Solar Terrestrial Physics. 65:727e73.
- Piacentini R., Salum G., Fraidenraich N. y Tiba Ch. (2011). Extreme total solar irradiance due to cloud enhancement at sea level of the NE Atlantic coast of Brazil. Renewable Energy 36, 409e412.
- Righini R. y Aristegui R. (2015). Caracterización del nuevo laboratorio de calibración del GERSolar. AVERMA, Avances en Energías Renovables y medio Ambiente. Vol. 3, pp. 11.01-11.09.
- Rosés R., Giménez M. del C., Balmaceda M. y Pontoriero D. (2017). Límite de generación fotovoltaica en sistemas eléctricos, AVERMA, Avances en Energías Renovables y medio Ambiente, Vol. 5, pp. 08.29-08.40.
- Sánchez Reinoso C., Milone D. y Buitrago R. (2012). Simulation of photovoltaic centrals under dynamic shading, Applied Energy, Elsevier Science. ISSN: 0306-2619.
- Wolfram E., Orte F., Pallotta J., D'Elía R., Libertelli C., Carmona F., Luccini E., Porello N. y Ubogui J. (2018). Análisis preliminar de la tasa de cambio a corto plazo de la irradiancia solar con aplicaciones en energía fotovoltaica. AVERMA. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente, Vol. 22, pp 07.49-07.56.

## ABSTRACT

Sudden changes in solar radiation levels in the Argentine Humid Pampa area are analyzed. The data comes from a measurement network of 9 stations distributed in the area. Minute-wide increases that exceed 300 W/m<sup>2</sup>, 400 W/m<sup>2</sup>, 500 W/m<sup>2</sup>, and 600 W/m<sup>2</sup> are considered. The assessment is carried out

on annual and monthly basis. Falls in percentual irradiance caused by these events are studied. Global irradiance values that exceeds those at the top of the atmosphere are also evaluated. Future works are suggested to prevent the temporal variability of photovoltaic plants that operate in that area, which if not properly evaluated, they might lead to unwanted economic consequences.

**Keywords:** solar radiation, temporal variability, extreme values, short term, photovoltaic plants.