

## **CARACTERIZACION DE UNA PERGOLA SOLAR FOTOVOLTAICA INSTALADA EN LA CIUDAD DE CORRIENTES**

**A.R. González Mayans<sup>1</sup>, Manuel Cáceres<sup>1</sup>, Andrés Firman<sup>1</sup>, Luis H. Vera<sup>1</sup>, Carlos Cadena<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Grupo en Energías Renovables -Facultad de Ciencias Exactas y Naturales y Agrimensura-  
Universidad Nacional del Nordeste

<sup>2</sup>Instituto de Investigaciones en Energías NO Convencionales (INENCO)- Consejo Nacional de  
Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET)

Tel/Fax: (0379) 4473931 e-mail: raulgonzalezmayans@gmail.com

*Recibido 15/08/19, aceptado 21/10/19*

**RESUMEN:** En el año 2013 el Grupo en Energías Renovables diseñó e instaló un sistema fotovoltaico experimental conectado a red de 6,72 kWp, con fines de investigación y promoción de esta tecnología de generación de energía eléctrica. Este sistema está emplazado en el acceso al edificio del Departamento de Ingeniería de la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales y Agrimensura de la Universidad Nacional del Nordeste. Complementariamente a la instalación y a efectos de evaluar el desempeño anual del sistema en nuestra región, se presenta en este trabajo el cálculo de los parámetros característicos, y las pérdidas de energía del sistema fotovoltaico conectado a red para el año 2018. La evaluación del sistema fotovoltaico se realizó en base a la determinación de los índices establecidos en la norma IEC 61724 empleando las metodologías establecidas en esta. Los resultados obtenidos muestran que este tipo de sistemas integrados arquitectónicamente se pueden utilizar para implementar generación distribuida en la región norte de Argentina, y se tendrán mejores resultados siempre y cuando las redes de baja tensión presenten mayor confiabilidad y estabilidad en sus parámetros.

**Palabras clave:** Sistemas fotovoltaicos, Integración arquitectónica, Generación distribuida.

### **INTRODUCCIÓN**

En la actualidad, las energías renovables ocupan un lugar importante dentro de la matriz energética mundial; aproximadamente un cuarto de la capacidad de generación de energía es de origen renovable y presentan un crecimiento sostenido, impulsado por la implementación de políticas de incentivos o de promoción para la generación de energía alternativa, donde cualquier fuente de energía de origen renovable que se incorpore, además de ayudar a diversificar la matriz energética, tiene como consecuencia aportes positivos en la lucha contra el calentamiento global.

En relación a los sistemas de generación fotovoltaica (FV), principalmente los conectados a red, China, Estados Unidos, Japón, India y Australia representan los mercados más grandes (IEA PVPS, 2018). Respecto a países de Latinoamérica, principalmente Brasil, México, Perú, Chile y Argentina son considerados como los principales actores en los próximos años dentro del mercado fotovoltaico. Este contexto permite reafirmar a la tecnología fotovoltaica como una opción competitiva para la generación de energía eléctrica tanto desde el aspecto económico, como técnico y ambiental, para países desarrollados y en vías de desarrollo, transformando a algunas regiones de estos últimos en el nuevo horizonte del mercado fotovoltaico.

Entre los países que son el nuevo blanco del mercado FV se encuentra Argentina, que viene implementando políticas de diversificación de la matriz energética e inclusión de fuentes de energías renovables. En octubre de 2015, se sancionó la Ley Nacional N° 27.191 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica” (Ley Nacional N° 27.191, 2015). Un estudio desarrollado por Garrido et ál., (2016) describe los principales cambios introducidos al régimen por esta ley cuya reglamentación tuvo lugar en marzo de 2016. Ese mismo año el Ministerio de Energía y Minería de la Nación lanzó el programa RenovAr

(CAMMESA, 2016), que consiste en la compra de una cierta cuota energética producida a partir de energías renovables sobre la modalidad de llamado a licitación, convirtiéndose en un escenario favorable para la implementación de grandes centrales fotovoltaicas.

Estas políticas y marco apropiado para generación renovable a gran escala no fue extensivo a la Generación Distribuida (GD) a base de fuentes renovables. En 2016 el estado argentino tuvo que acudir a la incorporación de pequeñas centrales térmicas que utilizan gasoil, en su gran mayoría importado del exterior, como forma de implementar GD para evitar cortes de energía (Ministerio de Energía y Minería de la Nación, 2016). Este hecho con consecuencias económicas motivó a diferentes actores (empresarios, académicos, políticos), a cambiar el paradigma de la GD. Algunas provincias avanzaron en impulsar legislación orientada a promover y regular la instalación de sistemas de generación distribuida con conexión a red (Santa Fe, Salta y Mendoza), y otras decidieron esperar a tener mayor información acerca del impacto de la conexión en los sistemas de distribución. En este contexto, en septiembre de 2017 la Cámara de Diputados de la Nación aprobó un proyecto de ley para autorizar la inyección de energía alternativa a la red, denotando el primer paso del estado nacional en la promoción de la GD y con el objeto de evaluar este tipo de generación se vienen llevando a cabo numerosos proyectos públicos-privados desde hace más de 7 años.

En el año 2012 se formó el consorcio público-privado “Interconexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica en Ambientes Urbanos (IRESUD)”, entre la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), la Universidad de San Martín (UNSAM) y 5 empresas privadas, con el objetivo de impulsar y promover el uso de sistemas de generación fotovoltaica en el país (Cervellini et ál, 2017). En el marco de este proyecto, en el año 2013 el Grupo en Energías Renovables (GER) diseñó e instaló un sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR) experimental de 6,72 kWp (Cossoli et ál, 2014), con fines de investigación y promoción de la tecnología. Este sistema está emplazado en el acceso al edificio del Departamento de Ingeniería de la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales y Agrimensura de la Universidad Nacional del Nordeste (latitud sur  $27^{\circ}27'$ ; longitud oeste  $58^{\circ}49'$ ).

Complementariamente a la instalación y a efectos de caracterizar el desempeño anual del sistema en la región del Nordeste Argentino, se presenta en este trabajo el cálculo de los parámetros característicos, y las pérdidas de energía del SFCR para el año 2018 de acuerdo a la norma IEC 61724 (IEC standard 61724, 1998).

## METODOLOGIA

La evaluación energética se realizó en base a la norma IEC 61724 (IEC standard 61724, 1998), la cual define una serie de índices adoptados por la comunidad científica internacional.

*Índices definidos por la Norma IEC 61724:*

Productividad del generador fotovoltaico ( $Y_A$ ): expresa la energía producida por el generador ( $E_{DC}$ ), por unidad de potencia instalada (potencia nominal del generador referida a las condiciones estándar de medida,  $P_{nomG}$ ).

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_{nomG}} \quad (1)$$

Productividad final del sistema ( $Y_F$ ): expresa la energía inyectada a la red eléctrica generada por el sistema fotovoltaico ( $E_{AC}$ ) por unidad de potencia instalada del generador ( $P_{nomG}$ ).

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{nomG}} \quad (2)$$

Productividad de referencia ( $Y_R$ ): caracteriza el emplazamiento del generador en términos de “horas de sol equivalentes”, se calcula como el cociente entre la irradiación solar incidente medida por el sensor utilizado ( $H_s$ ), y la irradiancia en condiciones estándar de medida ( $H= 1 \text{ kW/m}^2$ ).

$$Y_R = \frac{H_s}{H} \quad (3)$$

Rendimiento característico del sistema o *Performance Ratio* (PR): relaciona la energía inyectada a la red eléctrica con la que se habría obtenido en condiciones ideales, esto es, con el generador sin sombras ni pérdidas de ningún tipo (térmicas, caídas de tensión, conversión continua/alterna, seguimiento del punto de máxima potencia, desconexiones, etc.).

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad (4)$$

Pérdidas de captura ( $L_C$ ): son las pérdidas asociadas a las características eléctricas del generador (dispersión de parámetros en los módulos, desviaciones de su polarización en el punto de máxima potencia, caídas de tensión en el cableado, incidencia de sombras, pérdidas térmicas, etc.).

$$L_C = Y_R - Y_A \quad (5)$$

Pérdidas de conversión ( $L_S$ ): son las pérdidas que tienen lugar en el inversor y en toda la etapa de corriente alterna.

$$L_S = Y_A - Y_F \quad (6)$$

*Descripción del sistema fotovoltaico objeto de estudio:*

El sistema fotovoltaico conectado a red está emplazado en el acceso al edificio del Departamento de Ingeniería de la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales y Agrimensura de la Universidad Nacional del Nordeste (latitud sur  $27^\circ 27'$ ; longitud oeste  $58^\circ 49'$ ), cuenta con una capacidad de generación de 6720 Wp, divididos en dos generadores fotovoltaicos, uno de 4800 Wp y otro de 1920 Wp. Los generadores FV se encuentran integrados arquitectónicamente mediante una estructura tipo pérgola, con una orientación Noreste y una inclinación de  $12^\circ$ , que no representan las condiciones de máxima captación energética anual para el lugar de emplazamiento (Cossoli et ál, 2014; Gallegos et ál, 2013). La Figura 1 muestra la estructura de soporte junto con los módulos FV instalados.

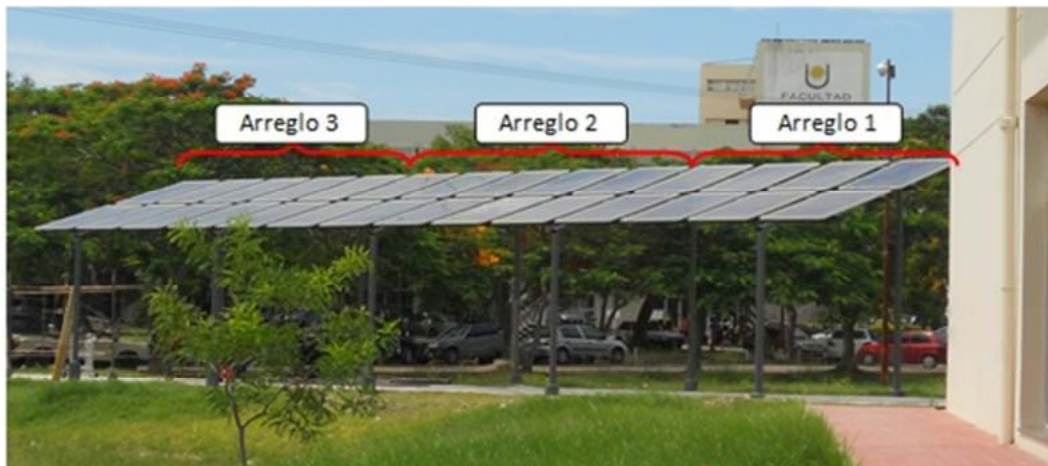


Figura 1: Pérgola solar instalado en el acceso al edificio de Ingeniería.

Además de la influencia de la orientación e inclinación de los módulos se presenta otro inconveniente. Debido a la cercanía del edificio con la pérgola solar (Figura 1), el mismo produce un sombreado de los módulos a lo largo de las horas de la tarde. Por tal motivo, la disposición de los diferentes arreglos ha sido tal que la desconexión por efecto de sombras se produce de manera escalonada. El arreglo 1, que se encuentra más próximo al edificio, es el primero en desconectarse de la red ya que es el primero que empieza a ser sombreado. Luego, se desconecta el arreglo 2 y por último el arreglo 3, los cuales corresponden al sistema de mayor potencia.

La Figura 2 presenta el diagrama unifilar del SFCR conectado al edificio de Ingeniería. Los módulos FV son de silicio policristalino de 240 Wp y los inversores son el AEG 4600W y el AROS 1500W.

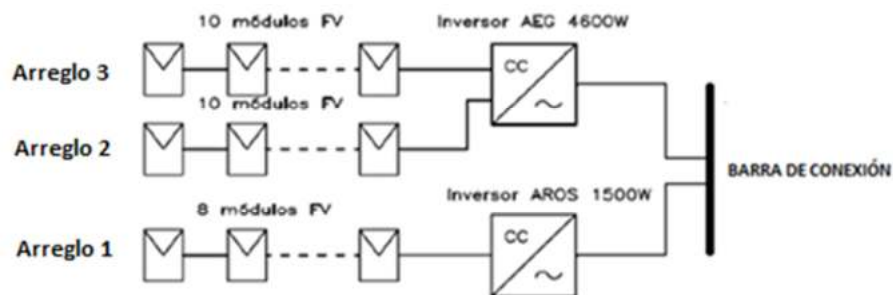


Figura 2: Diagrama unifilar del SFCR conectado al edificio de Ingeniería.

#### Metodología de medición:

Para la caracterización experimental de la energía que entrega el generador FV ( $E_{DC}$ ) y la que finalmente se inyecta a la red ( $E_{AC}$ ) se utilizaron los datos provistos por los inversores, ya que los mismos cuentan con un sistema interno de monitoreo de variables eléctricas y un software que permite su almacenamiento.

Por otra parte, se midió la irradiancia solar que incide sobre el plano del generador fotovoltaico con un piranómetro FV marca Hobo S-LIB-M003 con una resolución de  $1,25 \text{ W.m}^{-2}$  e incerteza del  $\pm 5\%$ , el cual se encuentra instalado en el extremo más alejado al edificio, y la temperatura ambiente con una estación meteorológica marca DAVIS Vantage pro2. Ambos instrumentos fueron conectados al momento de puesta en servicio del SFCR y mantienen adquisición de datos a la fecha.

Con la intención de programar el inicio simultáneo del proceso de medición, se sincronizaron los relojes internos de todos los instrumentos y se configuraron para almacenar el promedio de las mediciones cada 10 minutos.

De la información adquirida durante todo el año 2018 se calcularon los índices definidos en la norma IEC 61724.

## RESULTADOS

La Figura 3 presenta los resultados de la caracterización energética del sistema fotovoltaico para el período 2018. Los valores presentados corresponden a los promedios diarios mensuales.

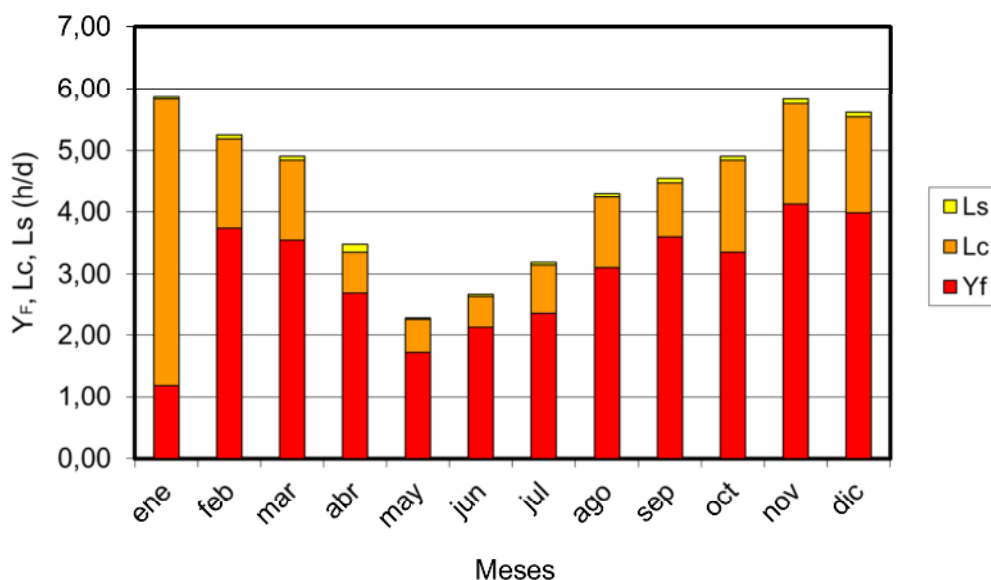


Figura 3: Promedios diarios mensuales de los parámetros característicos y las pérdidas del SFCR.

Del análisis de la Figura 3, puede observarse que la productividad de referencia varía entre un valor máximo de 5,86 h/día, para el mes de enero y un valor mínimo de 2,28 h/día para el mes de mayo.

Los bajos valores de YR para los meses entre mayo y julio se deben a que la radiación solar es de menor intensidad. Además, la inclinación del generador FV es de 12°, lo que disminuye la captación energética en los meses citados, dado que un ángulo de inclinación cercano a la normal (0 °) captará mayor radiación en verano, mientras que una inclinación pronunciada favorecerá la captación en invierno (Bilbao, 2009). Por otra parte, los arreglos FV se van sombreando durante las horas de la tarde y este evento inicia más temprano justamente en los meses de mayo, junio y julio, debido a que el sol presenta una menor altura con referencia al horizonte.

Respecto a la productividad final, el valor máximo obtenido se corresponde con el mes de noviembre (4,12 h/día) y el valor mínimo con el mes de enero (1,19 h/día). Este mínimo obtenido para el mes de enero se debe en gran parte a la desconexión prolongada del SFCR de la red de baja tensión, hecho que se refleja en mayores pérdidas de captura (Cáceres et ál. , 2014), sin embargo, es importante aclarar que no es un caso representativo de la operación normal del sistema, la falla se debió a un fenómeno externo y la barra de conexión del SFCR quedó sin tensión de red por casi 20 días.

De todos los parámetros establecidos en la norma IEC 61724, el más representativo para comparar el funcionamiento de diferentes sistemas fotovoltaicos es el rendimiento característico (PR), puesto que independiza la caracterización de la influencia de las condiciones climatológicas de operación. La Figura 4 presenta la variación del rendimiento característico mensual para el año 2018.

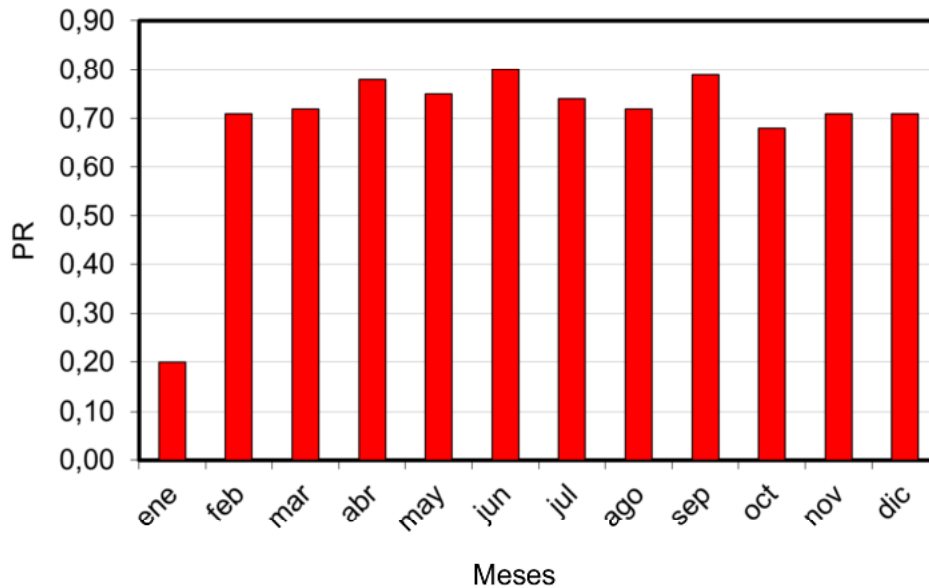


Figura 4: Variación del rendimiento característico mensual para el año 2018.

Cuando la productividad final disminuye, las pérdidas de captura aumentan, este fenómeno de disminución de YF se traduce en una disminución del PR del sistema (Figura 4). Los valores promedios diarios de PR del sistema para los meses entre febrero y diciembre estuvieron en un rango de 0,68 y 0,80, que constituyen un buen resultado de acuerdo con los valores reportados en otros estudios (Boughamrane et ál. , 2016; Cáceres et ál. , 2014; V. Luque et ál. , 2018). Sin embargo, la confiabilidad y estabilidad de la red eléctrica de baja tensión tiene gran importancia en este tipo de sistemas, para evitar grandes períodos de desconexión que aumentan las pérdidas de captura. En el mes de enero se puede observar este efecto de largas desconexiones presentando grandes pérdidas de captura (Figura 3) y un PR muy bajo de 0,2 (Figura 4), lo que refleja la aparición de problemas en el funcionamiento del sistema para ese mes en particular.

La Tabla 1 muestra un resumen de los índices de producción de referencia, índices de producción del generador fotovoltaico, índices de producción final, rendimiento característico y la temperatura ambiente promedio diario para los meses del año 2018.

Meses	Ya (h/d)	Yf (h/d)	Yr (h/d)	Lc (h/d)	Ls (h/d)	PR	T amb (°C)
ene	1,22	1,19	5,86	4,64	0,03	0,20	29,1
feb	3,81	3,74	5,25	1,44	0,07	0,71	27,8
mar	3,61	3,54	4,91	1,30	0,07	0,72	24,9
abr	2,83	2,70	3,48	0,65	0,13	0,78	22,3
may	1,74	1,72	2,28	0,54	0,02	0,75	18,7
jun	2,16	2,13	2,67	0,51	0,03	0,80	15,9
jul	2,39	2,35	3,19	0,80	0,04	0,74	15,8
ago	3,16	3,10	4,30	1,14	0,06	0,72	16,5
sep	3,67	3,60	4,55	0,88	0,07	0,79	21,0
oct	3,41	3,35	4,90	1,49	0,06	0,68	21,9
nov	4,20	4,12	5,83	1,63	0,08	0,71	25,7
dic	4,05	3,98	5,61	1,56	0,07	0,71	27,9

Tabla 1: Resumen de la caracterización del SFCR del año 2018

### Valores anuales:

La tabla 2 presenta los valores anuales de los índices definidos en la norma IEC 61724 y los porcentajes respecto a la productividad de referencia.

Índices	Horas anuales (h)	% Respecto a YR
Productividad de referencia	1607	100,0
Productividad del generador	1103	68,6
Productividad final	1080	67,2
Pérdidas de captura	504	31,4
Pérdidas de conversión	22	1,4

Tabla 2: Valores anuales de los índices definidos por la norma IEC 61724.

Los valores anuales de productividad de referencia y productividad final fueron de 1607 h y 1080 h respectivamente, siendo estos valores superiores a las 1000 h, valor que se considera mínimo para instalaciones situadas en lugares de buena irradiación (Caamaño, 2009). Esta situación se da a pesar de que los generadores FV se encuentran con una orientación Noreste y una inclinación de 12°, que no representan las condiciones de máxima captación energética anual para el lugar de emplazamiento. Por otra parte, el elevado porcentaje de pérdidas de captura (31,4%) se debe principalmente a dos motivos, por un lado, al largo período de desconexión del SFCR y, por otro lado, al sombreado de los módulos, dado que, por su ubicación, el piranómetro FV es el último en detectar las sombras (el dispositivo de medición de irradiancia se encuentra en el extremo más alejado al edificio). La desconexión escalonada de los arreglos por efecto de la proyección de sombras para un día claro y en temporada de invierno se presentan en (Cossoli et ál, 2014). Respecto a las pérdidas de conversión, estas tienen poco peso en la productividad final, solamente del 1,4%.

## CONCLUSIONES

Se caracterizó un sistema fotovoltaico conectado a la red de distribución de baja tensión de la ciudad de Corrientes - Argentina. La caracterización se realizó en base a la evaluación de índices de mérito (norma IEC 61724), que permiten la comparación de sistemas independientemente de su tamaño y de las condiciones climatológicas de operación.

Los resultados durante un año de operación muestran una productividad final de 1080 h, esto a pesar de largos períodos de desconexión y de que los generadores FV se encuentran con una orientación Noreste y una inclinación de 12°, que no representan las condiciones de máxima captación energética anual para el lugar de emplazamiento. Por lo tanto, este tipo de sistemas integrados arquitectónicamente se pueden utilizar para implementar generación distribuida en la región norte de Argentina, y se tendrán mejores resultados, siempre y cuando las redes de baja tensión presenten mayor confiabilidad y estabilidad en sus parámetros.

Finalmente, se considera que el PR de 0,2 para el mes de enero se encuentra sesgado por un largo período de desconexión, el cual no es un caso representativo de la operación normal del sistema.

## REFERENCIAS

- Bilbao J. Serie Ponencias, CIEMAT, (2009). Capítulo 13.
- Boughamrane L., Boulaid M., Tihane A., Sdaq A., Bouabid K. and Ihlal A., Comparative analysis of measured and simulated performance of the Moroccan first MV grid connected photovoltaic power plant of Assa, southern Morocco, J. Mater. Environ. Sci. 7 (12) (2016) 4682-4691
- Boughamrane et ál. ISSN : 2028-2508

- Cáceres, M., Vera, L. H., Busso, A. J., & De la Casa, J. (2014). ANALYSIS AND EVALUATION OF THE FIRST GRID CONNECTED PV SYSTEM IN NORTHERN ARGENTINA. In 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (pp. 3957-3960).
- Caamaño Martín E. Serie Ponencias, CIEMAT, (2009). Capítulo 19.
- CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista) (2016) “Programa RenovAr. Abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Pliego de bases y condiciones”
- Cervellini, P., Kuzman, M., Strack, J., & Donato, P. Resultados preliminares de un relevamiento de instalaciones fotovoltaicas en Argentina. Año 2017
- Cossoli, P., Ibarra, A., Poletto, G., Blanco, M., & Cáceres, M. (2014). Primeros resultados de operación de una pérgola solar fotovoltaica instalada en la Facena-UNNE. *Extensionismo, Innovación y Transferencia Tecnológica*, 1, 184-193.
- Fuentes, M., Nofuentes, G., Aguilera, J., Talavera, D. L., & Castro, M. (2007). Application and validation of algebraic methods to predict the behaviour of crystalline silicon PV modules in Mediterranean climates. *Solar Energy*, 81(11), 1396-1408.
- Gallegos, H. G., & Righini, R. (2013). Ángulo Óptimo para planos colectores de Energía Solar integrados a Edificios. *Energías Renovables y Medio Ambiente (ERMA)*, 31.
- Garrido, S., Belmonte, S., Franco, J., Díscoli, C., Viegas, G., Martini, I., ... & Schmukler (2016), M. POLÍTICAS PÚBLICAS Y ESTRATEGIAS INSTITUCIONALES PARA EL DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ARGENTINA (2006-2016). *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 20*, pp 12.33-12.42
- IEC standard 61724. Photovoltaic system performance monitoring- guidelines for measurement, data exchange and analysis. Technical report, IEC Geneva, Switzerland; 1998
- IEA - PVPS ANNUAL REPORT 2018
- Ley Nacional N° 27.191 “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”
- Luque, V., Rodríguez, C., Iriarte, A., & García, V. RENDIMIENTO CARACTERISTICO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN LA CIUDAD DE CATAMARCA. Matlab R2010a (2010). <http://www.mathworks.com/>.
- MINEM (Ministerio de Energía y Minería) (2016). Informe Estadístico Anual 2016 del sector energético. pp. 26
- Vera, L.H. (2004). Programa para Dimensionamento e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos Autônomos. Disertación de Maestría, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil.
- Vinson, E., Jurado, A., & Gigli, P (2014). Estudio de un sistema de distribución con alta penetración de generación de energía solar. CIDEL ARGENTINA

## **CHARACTERIZATION OF A PHOTOVOLTAIC SOLAR PERGOLA INSTALLED IN THE CITY OF CORRIENTES**

**ABSTRACT.** In 2013 the Group in Renewable Energies designed and installed a photovoltaic system of 6.72 KWp, for the purpose of research and promotion of this electric power generation technology. This system is located in the access to the building of the Engineering Department of the Faculty of Exact Sciences and Natural and Agrimensure of the National University of the Northeast. In addition to the installation and for the purpose of evaluating the annual performance of the system in our region, the calculation of the characteristic parameters and the energy losses of the photovoltaic system for the year 2018 are presented in this work. The evaluation of the photovoltaic system connected to the network is made based on the determination of the indices established in the IEC 61724 standard using the methodologies established in it. The results obtained show that this type of architecturally integrated systems can be used to implement distributed generation in the northern region of Argentina, and there will be better results, as long as the low voltage networks have greater reliability and stability in their parameters

**Keywords:** Photovoltaic systems, Architectural integration, Distributed generation.