

**PROYECTO IRESUD: INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A  
LA RED ELÉCTRICA EN AMBIENTES URBANOS  
ESTADO DE AVANCE A JULIO DE 2014 Y PRIMERAS MEDICIONES EN SISTEMAS PILOTO**

**J. C. Durán<sup>1,2</sup>, H. P. Socolovsky<sup>1,2</sup>, D. Raggio<sup>1</sup>, E. M. Godfrin<sup>1</sup>, J. Jakimczyk<sup>3</sup>, M. G. Martínez Bogado<sup>1,2,4</sup>, F. J. Díaz<sup>5</sup>,  
N. E. Castro<sup>5</sup>, G. Pedro<sup>6</sup>, O. Sepúlveda<sup>6</sup>, C. Argañaraz<sup>6</sup>, E. Benítez<sup>7</sup>, A. Roldán<sup>7</sup>, R. Righini<sup>7</sup>**

<sup>1</sup> Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) – Departamento Energía Solar

<sup>2</sup> Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) – Escuela de Ciencia y Tecnología

<sup>3</sup> Universidad Tecnológica Nacional (UTN)

<sup>4</sup> Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET)

<sup>5</sup> Facultad de Informática, Universidad Nacional de la Plata

<sup>6</sup> Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN)

<sup>7</sup> Grupo de Estudios de la Radiación Solar (GERSOLAR), Universidad Nacional de Luján

Av. General Paz 1499 - 1650 San Martín - Prov. de Buenos Aires - Argentina

Tel.: 011-6772-7132 - E-mail: duran@tandar.cnea.gov.ar

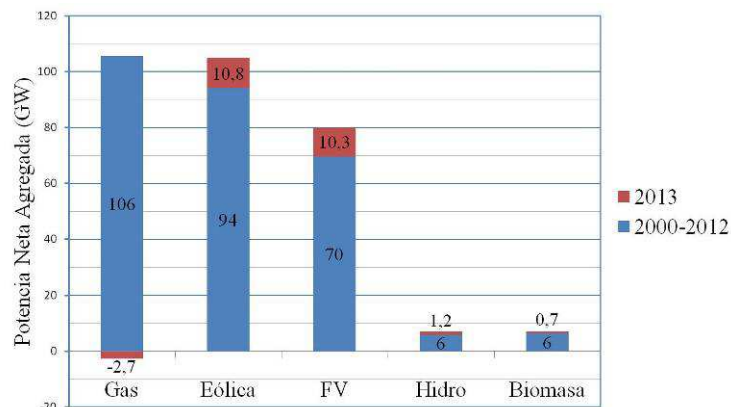
*Recibido 16/08/14, aceptado 26/09/14*

**RESUMEN:** En el marco de una convocatoria del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, se conformó, en el año 2011, el consorcio público-privado IRESUD entre la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) y 5 empresas privadas, para la ejecución del proyecto “Interconexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica en Ambientes Urbanos”. El principal objetivo del mismo es introducir en el país tecnologías asociadas con la interconexión a la red eléctrica, en áreas urbanas, de sistemas fotovoltaicos (FV), contemplando para ello cuestiones técnicas, económicas y regulatorias. En este trabajo, se presenta el grado de avance del proyecto en lo referente a las cuestiones regulatorias y a las instalaciones piloto realizadas o en ejecución en diferentes partes del país. Asimismo, se muestran las primeras mediciones de algunas de las instalaciones actualmente en operación y se analiza el comportamiento de un inversor FV de conexión a red.

**Palabras clave:** sistemas fotovoltaicos, interconexión a red, ambiente urbano, marco regulatorio.

**INTRODUCCIÓN**

El mercado fotovoltaico (FV) mundial ha tenido un fuerte crecimiento durante los últimos años (EPIA, 2013; Renewables, 2014) como consecuencia de las políticas de promoción implementadas por diversos países desarrollados, que han impulsado la instalación de sistemas FV conectados a la red de distribución eléctrica. Esto ha sido particularmente notable en la Unión Europea, donde en el período 2000-2013 la capacidad FV neta agregada se ubicó en el tercer lugar entre todas las fuentes de energía que conforman la matriz eléctrica, detrás de la generación mediante energía eólica y con gas, como puede observarse en la Figura 1. Ello dio lugar a que en el año 2012 la contribución anual de FV a la matriz eléctrica superara el 5% en Alemania y el 6% en Italia.



*Figura 1: Capacidad de generación neta agregada en la Unión Europea en el período 2000-2012 y en 2013 (EPIA, 2013).*

La Figura 2 muestra la evolución del mercado FV mundial en el período 2000-2013, discriminado por regiones, junto con los países con mayor potencia FV instalada a fines de 2013. En el año 2013, la capacidad FV acumulada instalada en el Mundo alcanzó prácticamente los 140 GW<sub>p</sub><sup>1</sup>.

<sup>1</sup> GW<sub>p</sub> indica la potencia pico de los sistemas FV, medida en condiciones normalizadas de radiación solar (1 kW/m<sup>2</sup>) y temperatura de operación (25°C) de los paneles solares.

Por su parte, la Figura 3 presenta la segmentación del mercado FV Europeo en 2013, discriminado según el tipo de instalación: centrales de potencia o granjas FV montadas en tierra ("Ground mounted"), industriales, comerciales y residenciales. Se observa que la generación centralizada representó en ese año aproximadamente un tercio de las instalaciones, con una clara preponderancia de la generación distribuida.

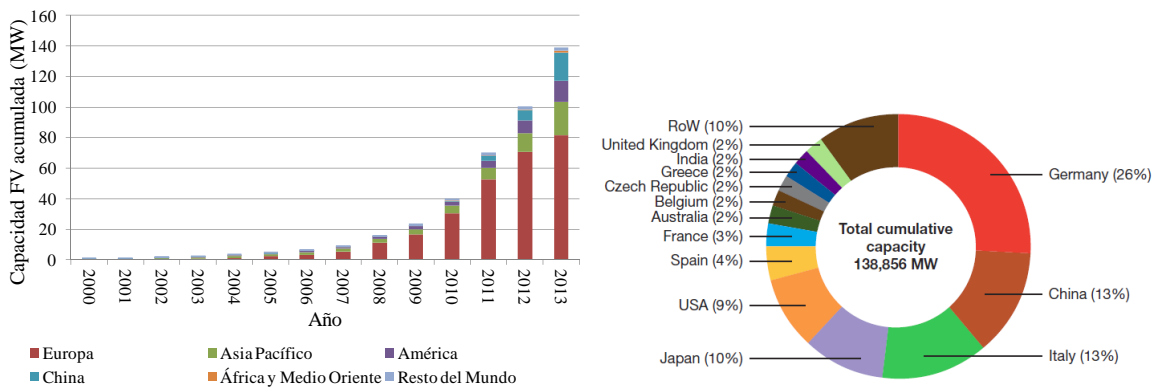


Figura 2: Evolución de la capacidad FV acumulada instalada en el Mundo y países con mayor potencia FV instalada al año 2013 (EPIA, 2013).

..

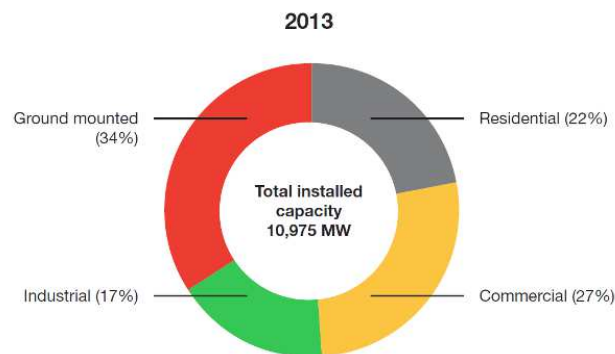


Figura 3: Segmentación del mercado FV Europeo en 2013 (EPIA, 2013).

Como consecuencia del crecimiento descrito, los precios internacionales de los sistemas FV y muy especialmente de los módulos FV, han tenido una baja muy significativa en los últimos 6 o 7 años, llevando el costo de la generación FV a valores prácticamente competitivos con la generación convencional en diversos países, estimándose que la paridad con la red se alcanzará en la mayoría de los países durante la corriente década.

Hasta el año 2011, el fuerte crecimiento del mercado estuvo asociado esencialmente a países europeos (Alemania en forma ininterrumpida, España hasta 2008, Italia más recientemente). Alemania continuó siendo el mayor mercado FV hasta el año 2012. Actualmente, se observa un estancamiento, o incluso una retracción, en los mercados europeos, pasando a liderar el crecimiento, a partir de 2013, países asiáticos (esencialmente, China y Japón) y los Estados Unidos. FV continúa siendo la tercera fuente renovable más importante en términos globales, detrás de la hidroelectricidad y la eólica.

La situación en la Argentina es significativamente diferente. La Figura 4 muestra la evolución de la generación anual, discriminada por tipo de fuente, entre los años 1993 y 2013. Se observa la fuerte dependencia con la generación térmica basada en combustibles fósiles. Por el contrario, la contribución de las energías renovables<sup>2</sup>, excluyendo la generación hidroeléctrica de gran escala, ha sido insignificante. En particular, en 2013 la participación de la energía eólica y solar en la matriz eléctrica fue de sólo 0,4%, provista, en su gran mayoría, por energía eólica.

Resulta, en consecuencia, imprescindible promover la diversificación de la matriz energética, en particular mediante la introducción gradual de otras fuentes renovables de energía como la solar y eólica.

<sup>2</sup> Se consideran fuentes renovables según definiciones de la Ley 26.190, que excluye centrales hidroeléctricas con potencias superiores a 30 MW.

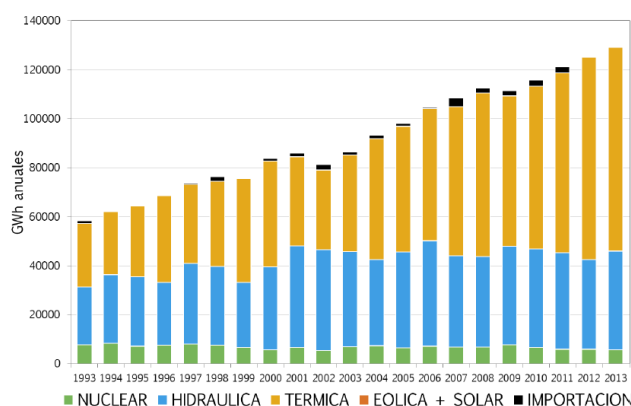


Figura 4: Generación eléctrica anual (GWh) desde 1993 hasta 2013 en la Argentina (CAMMESA, 2013).

## MERCADO FOTOVOLTAICO ARGENTINO

Hasta el año 2009, la capacidad fotovoltaica (FV) instalada en la Argentina estaba mayormente ubicada en áreas rurales dispersas y alejadas de las redes eléctricas de distribución. A partir del año 2010 y como consecuencia de una serie de políticas nacionales (Ley 26.190, Programa GENREN, Res. Secretaría de Energía N° 108/11) y provinciales de promoción que favorecieron fundamentalmente la instalación de centrales de potencia basadas en fuentes renovables, la capacidad FV instalada en la Argentina ha crecido sustancialmente (Bragagnolo et al., 2013; Durán et al., 2013).

El primer hito en dicha dirección fue la puesta en operación de la planta FV de 1,2 MW en la localidad de Ullúm, San Juan, en el año 2010. En abril de 2012, la empresa 360 Energy inauguró la primera planta solar de 5 MW en Cañada Honda, San Juan, y un año después entró en operación otra planta de 2 MW en un predio contiguo. Actualmente, se encuentra en construcción otra planta de 5 MW en el mismo predio. Este parque solar se construye en el marco de un acuerdo de compra de energía del programa GENREN.

Por el contrario, no existen a nivel nacional regulaciones técnicas ni políticas de promoción que permitan e impulsen la instalación de sistemas FV conectados a las redes de baja tensión. El proyecto "Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos" (Eyras et al., 2013 y Socolovsky et al., 2013), descrito en la siguiente sección, pretende paliar este déficit a través de la realización de acciones que contribuyan a la introducción en el país de las tecnologías asociadas con la interconexión a la red eléctrica de sistemas solares FV distribuidos.

La Tabla 1 muestra una estimación de la potencia instalada acumulada y las plantas fotovoltaicas proyectadas en el país (Zitzer, 2013).

PROYECTO	POTENCIA INSTALADA (MW)
PERMER	4
Rural (excluido el PERMER)	2
Industrial	1,8
Auto consumo interconectado a la red	0,4
Plantas FV construidas	8,2
Plantas FV en construcción	5
Plantas FV proyectadas	300

Tabla 1: Capacidad FV acumulada instalada en la Argentina.

## INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A LA RED ELÉCTRICA EN AMBIENTES URBANOS

El proyecto "Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos", aprobado en la convocatoria FITS 2010 – Energía, está siendo ejecutado desde el 26 de abril de 2012 por el Consorcio IRESUD (Interconexión a Red de Energía Solar Urbana Distribuida) conformado por dos organismos públicos, la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM), y 5 empresas privadas: Aldar S.A., Edenor S.A., Eurotec S.R.L., Q-Max S.R.L. y Tyco S.A..

Dicho proyecto apunta a introducir en el país tecnologías asociadas con la interconexión a la red eléctrica de sistemas solares fotovoltaicos (FV) distribuidos. Para ello, se desarrolló la normativa técnica en el marco de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA). Tomando como base la norma IEC 60364-7-712 "Solar photovoltaic (PV) power supply systems", de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), se elaboró la reglamentación AEA 90364 ("Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles") - Parte 7 ("Reglas Particulares para las Instalaciones en Lugares y Locales Especiales") - Sección 712: "Sistemas de Suministro de energía mediante paneles solares fotovoltaicos". Los puntos claves de esta reglamentación radican en los sistemas de protección, seccionamiento, aislamiento y puesta a tierra requeridos, tanto del

lado de corriente continua de la instalación como del de corriente alterna. La versión final de dicha reglamentación fue elevada a las autoridades de la AEA, previo a su paso a discusión pública.

Por su parte, el desarrollo de herramientas de promoción (tarifa diferencial de la energía eléctrica generada con sistemas FV, subsidios, exenciones impositivas, etc.) son temas claramente más complejos y requieren la participación de diferentes actores tales como el Congreso de la Nación y la Secretaría de Energía. IRESUD ha participado activamente en diversas reuniones con legisladores y con autoridades de la Secretaría de Energía, en las cuales se han analizado diferentes alternativas para la promoción de la generación FV distribuida. Se continúa trabajando en el tema.

Se realizaron reuniones de trabajo y se participó en seminarios con la mayoría de los actores del sector eléctrico del país: Secretaría de Energía de la Nación, Entes Nacional y Provinciales de Regulación de la Electricidad, algunas Secretarías de Energía Provinciales, CAMMESA, ENARSA, empresas distribuidoras (EDENOR, EDESUR, distribuidoras provinciales). La mayoría de estos organismos públicos y empresas privadas están prestando un apoyo significativo al proyecto.

La Empresa Provincial de Energía de Santa Fe (EPESF) emitió la Resolución 442/2013, mediante la cual aprueba el procedimiento para el tratamiento de solicitudes de generación en isla o en paralelo con la red del EPESF. Cabe mencionar que se trata de la primera resolución en el país que habilita, en particular la conexión de sistemas FV en paralelo con la red pública de baja tensión.

### **SISTEMAS FV PILOTO - PRIMERAS MEDICIONES**

En el marco del proyecto se instalaron o están en proceso de instalación aproximadamente 40 sistemas FV (ver <http://www.iresud.com.ar>), con una potencia total de alrededor de 100 kW<sub>p</sub>, en diferentes partes del país (Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 15 provincias y Base Marambio, en la Antártida Argentina) con el objeto difundir y promover el uso de la tecnología FV conectada a red en áreas urbanas, capacitar recursos humanos, y establecer en las diferentes regiones el contacto con la distribuidora local. En una primera etapa, la mayoría de las instalaciones están siendo conectadas a la red interna de los respectivos edificios. Una vez conseguida la autorización de los entes de regulación y las distribuidoras correspondientes, las instalaciones serán conectadas a la red pública. Se estima que al final del proyecto (mediados de 2015), los sistemas piloto instalados totalizarán una potencia de entre 150 y 200 kW<sub>p</sub>, distribuidos en sistemas de diferentes potencias instalados en viviendas y edificios públicos en numerosas localidades del país.

En esta sección se presentan los primeros resultados y conclusiones de algunos de los sistemas que se encuentran actualmente en operación.

#### ***Sistema FV instalado en el Parque Centenario (CABA) de 1,92 kW<sub>p</sub>***

Una de las primeras instalaciones puestas en funcionamiento en el marco del proyecto es la realizada en la Asociación Argentina Amigos de la Astronomía, en la ciudad de Buenos Aires. La instalación esta compuesta por 8 módulos FV de la firma SolarWorld (modelo SW240 Poly) totalizando una potencia instalada de 1,92 kW<sub>p</sub> colocados con orientación norte e inclinación 34,5°. El inversor utilizado fue un Sirio 1500X (AROS) y en el período 24/6/2013 al 24/6/2014 inyectó a la red un total de 2525 kWh. Se realizaron simulaciones con el software PVSyst (PVSyst, 2014) con la configuración recientemente mencionada y los resultados arrojaron un valor de 2632 kWh. En la Figura 5 se observa el sistema instalado dentro del predio del observatorio.



*Figura 5: Sistema FV de 1,92 kW<sub>p</sub> instalado en la Asociación Argentina Amigos de la Astronomía.*

#### ***Sistemas FV instalados en el edificio TANDAR del CAC (CNEA) - Evaluación de desempeño de un inversor de 2,8 kW***

En el edificio TANDAR del Centro Atómico Constituyentes se instalaron 2 sistemas FV de aproximadamente 5 kW<sub>p</sub> cada uno (Figura 6). Uno de ellos es una pérgola en forma de alero y consta de 23 módulos FV de silicio policristalino y Tedlar transparente, fabricados por la empresa italiana Brandoni Solare, configurados en 2 cadenas de 11 y 12 módulos respectivamente, conectados a un inversor AEG Protect PV 4600. La pérgola está orientada en la dirección NNE y tiene una

inclinación de 34°. La Tabla 2 muestra, para los meses de abril a julio de 2014, el promedio diario de la energía inyectada a la red (kWh/día), la energía específica (kWh/(kW<sub>p</sub> día)) y la radiación solar global incidente sobre plano horizontal (kWh/(m<sup>2</sup> día)), medida mediante un sensor de silicio de una estación meteorológica ubicada en la terraza del edificio.

Mes	Radiación Solar Global Plano Horiz.	Energía Generada	Energía Específica
	kWh/(m <sup>2</sup> día)	kWh/día	kWh/(kW <sub>p</sub> día)
Abril	3,39	17,8	3,61
Mayo	2,31	12,9	2,61
Junio	2,41	16,3	3,30
Julio	2,33	15,2	3,07

Tabla 2: Promedio diario de la energía total y específica inyectada a la red por la pérgola FV de 5 kW<sub>p</sub>, en los meses de abril a julio de 2014.



Figura 6.: Sistemas FV instalados en el edificio TANDAR (CAC):(i) pérgola FV con 23 módulos de 215 W<sub>p</sub>, ubicada en el tercer piso del edificio (izquierda); (ii) 20 módulos FV de 240 W<sub>p</sub>, ubicados en la terraza (derecha).

El segundo sistema se encuentra ubicado en la terraza del edificio y consta de 20 módulos FV SolarWorld SW240 de 240 W<sub>p</sub> cada uno, orientados al N y con una inclinación de 34° con respecto a la horizontal. Esta instalación está siendo utilizada, en especial, para evaluar el desempeño de los inversores FV de conexión a red adquiridos en el marco del proyecto y que están siendo utilizados en las instalaciones piloto.

Durante varios meses se tuvo en operación un sistema compuesto por 12 módulos fotovoltaicos SolarWorld SW240 conectados en serie, formando un sistema FV de 2,88 kW<sub>p</sub>, y un inversor AEG Protect PV 2800 de 2,8 kW. Desde su puesta en marcha, los parámetros eléctricos de este sistema estuvieron permanentemente monitoreados mediante un analizador de red marca Dranetz, modelo BM440S. Uno de los parámetros eléctricos más relevantes de un inversor es la eficiencia de conversión de potencia de corriente continua a corriente alterna. Dicha eficiencia se evalúa para distintas potencias dentro del rango completo de operación del inversor (Vignola et al., 2007), como se muestra en la Figura 7.

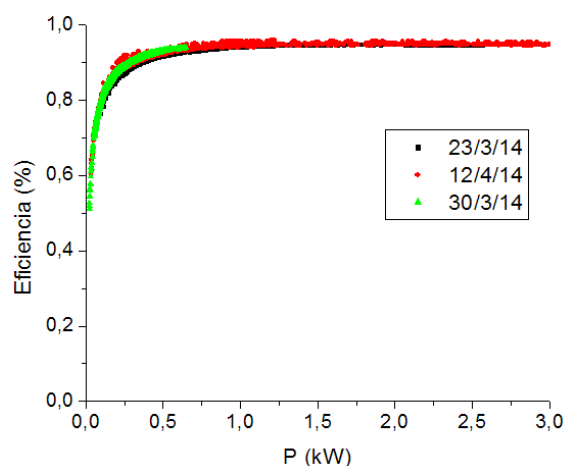


Figura 7: Eficiencia del inversor AEG Protect PV2800, en función de la potencia de operación para tres días distintos.

Se observa que los valores de eficiencia más elevados, que coinciden con la declarada por el fabricante (96%), se encuentran en las cercanías de la potencia nominal de trabajo del inversor. La eficiencia del inversor se mantiene relativamente alta en un rango amplio de puntos de trabajo, apreciándose una fuerte caída en los valores de rendimiento para potencias por debajo de aproximadamente el 10% de la nominal.

Además de la eficiencia del equipo, otros parámetros importantes son los que evalúan la calidad de energía que el equipo inyecta a la red. Entre ellos, se destacan la distorsión armónica en corriente y el factor de potencia (Kontogiannis et al., 2013). Por ejemplo, para inversores que inyectan hasta 16 A por fase (es decir, hasta 3,5 kW por fase), la cantidad máxima de armónicos en corriente permitidos está regulada en Europa por la norma IEC 61000-3-2 (IEC, 2000). Cabe aclarar que como un inversor de tensión para conexión a red se comporta como una fuente de corriente alterna controlada por tensión, el parámetro que lo caracteriza es su distorsión en corriente. A modo de ejemplo, en la Figura 8 se observa la forma de onda típica de la corriente cuando el inversor trabaja a muy bajas potencias.

La distorsión armónica total en corriente, denominada THDI ("Total Harmonic Distorsion"), está definida en la Ecuación (1):

$$THDI(\%) = \frac{I_{ef}^{arm}}{I_{ef}^{fund}} \times 100 \quad (1)$$

donde  $I_{ef}^{arm}$  es la corriente eficaz de las componentes armónicas e  $I_{ef}^{fund}$  es el valor eficaz de la componente fundamental.

En la Figura 9 se observa la variación de THDI(%) como función de la potencia entregada por el inversor. Como puede apreciarse, los valores mínimos se aproximan a 3,3%, siendo éstos alcanzados cuando la potencia de trabajo del inversor es cercana a la potencia nominal. A medida que disminuye la potencia inyectada, el contenido de armónicos en relación con la componente fundamental de corriente (50 Hz) va aumentando, pudiendo alcanzar, a potencias bajas, valores cercanos al 30%. Debe aclararse, que en valores absolutos el valor eficaz de las componentes armónicas disminuye a medida que la potencia inyectada decrece, pero la THDI aumenta dado que la componente fundamental de la corriente inyectada se reduce en mayor medida.

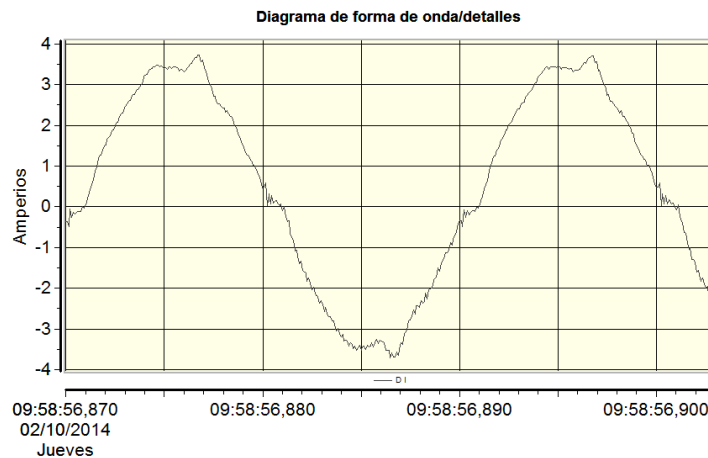


Figura 8: Forma de onda de la corriente inyectada cuando la irradiancia solar es baja.

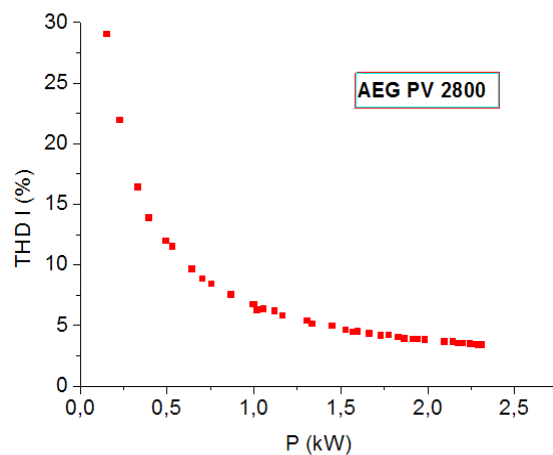


Figura 9: Distorsión total armónica en corriente en función de la potencia inyectada.

La Figura 10 muestra la dependencia del factor de potencia con la potencia de trabajo del inversor. Se observa que para valores superiores al 20% de la potencia nominal, el factor de potencia supera el valor 0,95 y se aprecia un leve aumento a medida que el equipo alcanza su potencia nominal (valor cercano a 0,99). A potencias bajas de trabajo, se observa una abrupta caída del factor de potencia, alcanzando valores menores a 0,5 cuando el equipo se encuentra trabajando en su umbral de operación (es decir cuando existe un nivel de irradiancia muy bajo).

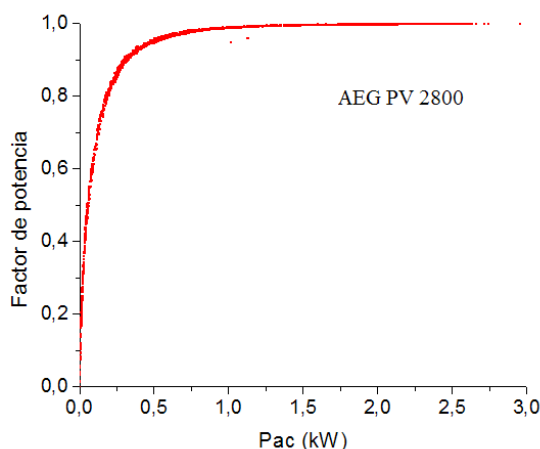


Figura 10: Factor de potencia en función de la potencia entregada por el inversor.

Cabe remarcar que todos los inversores solares para conexión a red poseen un dispositivo de desconexión automática que actúa en caso de detección de funcionamiento en isla, es decir cuando se corta el servicio eléctrico, o si algún parámetro eléctrico de la red se aparta del intervalo permitido (cuyos valores límites dependen de las normas de cada país). A modo de ejemplo, se enumeran a continuación las normas que cumplen los inversores utilizados en los sistemas piloto: VDE0126-1-1 (norma alemana, actualmente reemplazada por la VDE-AR-N 4105), ENEL DK5940 (norma italiana), y el Real Decreto Español RD1663/2000.

#### Sistema FV de 17 kW<sub>p</sub> en la Facultad de Informática de la Universidad Nacional de La Plata

La instalación de mayor envergadura realizada en el marco del proyecto se encuentra ubicada en la Facultad de Informática de la Universidad Nacional de La Plata (Figura 11). Tiene una potencia instalada de aproximadamente 17 kW<sub>p</sub> (72 módulos FV de 240 W<sub>p</sub> cada uno), con 4 inversores (3 AEG Protect PV4600 y 1 AEG Protect PV2800), y proveerá alrededor de 22.000 kWh/año, lo cual representa aproximadamente el 5% del consumo de dicha Facultad.

La Tabla 3 muestra, para los meses de marzo a julio de 2014, el promedio diario de la radiación solar global incidente sobre plano horizontal y sobre el plano de los paneles solares (kWh/(m<sup>2</sup> día)), la energía total y específica inyectada a la red (kWh/día y kWh/(kW<sub>p</sub> día), respectivamente), y el factor de rendimiento del sistema ("Performance Ratio"). La radiación solar sobre plano horizontal fue medida mediante un fotodiodo de silicio incluido en una estación meteorológica Vantage Pro 2, mientras que la radiación sobre el plano de los paneles fue estimada en base a los valores de radiación sobre plano horizontal utilizando el programa de cálculo PVSyst V6.26 (PVSyst, 2014). El factor de rendimiento se define como el cociente entre la energía efectivamente producida e inyectada a la red y la energía que habría producido un sistema ideal de la misma potencia pico, trabajando permanentemente en condiciones normales de operación bajo la misma irradiancia sobre el plano de los módulos FV.

Mes	Radiación Solar Global Plano Horizontal	Radiación Solar Global Plano Módulos FV	Energía Generada	Energía Específica	Factor de Rendimiento
	kWh/(m <sup>2</sup> día)	kWh/(m <sup>2</sup> día)	kWh/día	kWh/(kW <sub>p</sub> día)	%
Marzo	4,87	5,78	81,9	4,74	82%
Abril	3,35	4,73	63,5	3,68	78%
Mayo	2,20	3,64	44,9	2,60	71%
Junio	2,22	4,01	51,6	2,99	74%
Julio	2,28	3,97	48,0	2,78	70%

Tabla 3: Promedio diario de la energía total y específica inyectada a la red por la pérgola FV de 5 kW<sub>p</sub> en los meses de abril a julio de 2014.



Figura 11: Pérgola FV de 17 kW<sub>p</sub> en la Facultad de Informática de la UNLP.

**Sistema FV de 1,92 kW<sub>p</sub> en el Grupo de Estudios de la Radiación Solar de la Universidad Nacional de Luján**

El sistema FV instalado en la Universidad Nacional de Luján (Figura 12) está compuesto por 8 módulos FV de 240 W<sub>p</sub> (1,92 kW<sub>p</sub>) y un inversor Sirio 1500X, de la firma italiana AROS. Este sistema está orientado al NO y con una inclinación de 45° con respecto a la horizontal.

La particularidad de esta instalación es que se cuenta con información muy confiable de la radiación solar global incidente, tanto sobre plano horizontal como sobre el plano de los paneles solares, dada la gran experiencia del Grupo de Estudios de la Radiación Solar en el tema. La disponibilidad de datos horarios de radiación solar y de la energía inyectada a la red permite calcular el rendimiento del sistema en función de la hora del día.

La Tabla 4 muestra, a modo de ejemplo, la integral de la radiación solar, la energía generada y el factor de rendimiento del sistema ("Performance Ratio") en el período 1 de julio al 29 de julio de 2014. La radiación solar sobre plano horizontal fue medida mediante un piranómetro CMP11, mientras que la radiación sobre el plano de los paneles solares se midió con una celda de referencia de la misma tecnología que las celdas de los módulos FV, calibrada por profesionales del mismo grupo.



Figura 12: Sistema FV de 1,92 kW<sub>p</sub> instalado en la UNLu.

Período	Radiación Solar Global Plano Horiz.	Radiación Solar Global Plano Módulos FV	Energía Generada	Energía Específica	Factor de Rendimiento
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh/kW <sub>p</sub>	%
1 al 29/7	70,9	106,1	153,9	80,2	75,5%

Tabla 4: Radiación solar global sobre plano horizontal y sobre plano inclinado, energía total y específica inyectada a la red y factor de rendimiento del sistema FV instalado en la UNLu, en el período 1/7 al 29/7/2014.

**Sistema FV de 2,88 kW<sub>p</sub> en oficinas del EPEN, El Chañar, Provincia del Neuquén**

El sistema FV instalado en El Chañar (Figura 13), provincia del Neuquén, consta de 12 módulos FV de 240 W<sub>p</sub> cada uno, orientados al N y con una inclinación de 45° con respecto a la horizontal, y un inversor de 2,8 kW. Esta instalación está siendo monitoreada a través de las mediciones provistas por el propio inversor y, también, mediante medidores homologados provistos por la Empresa Provincial de Energía del Neuquén. Se trata de una de las pocas instalaciones realizadas en el marco del proyecto que fue conectada directamente a la red pública.



La Tabla 5 muestra la energía inyectada a la red, obtenida a partir del medidor homologado y del inversor. Se observa que la diferencia entre las 2 mediciones es inferior al 2%, lo que permite concluir que los valores provistos por el inversor tienen una muy buena precisión. En la misma tabla se dan también los valores de la generación diaria media y diaria media específica para los períodos indicados.



Figura 13: Sistema FV de 2,88 kW<sub>p</sub> instalado en el EPEN.

Fecha	Medidor EPEN kWh	Medidor Inversor kWh	Cantidad de días	Generación diaria media kWh/día	Generación diaria media específica kWh/(kW <sub>p</sub> día)
19/12/2013	0	0			
06/01/2014	264,4	260	18	14,69	5,10
24/02/2014	863	849	49	12,22	4,24
21/03/2014	1216,3	1197	25	14,13	4,91
22/05/2014	1786,6	1760	62	9,20	3,19
31/07/2014	2400	2365	70	8,76	3,04

Tabla 5: Energía inyectada a la red, obtenida a partir del medidor del EPEN y del inversor, y generación diaria media y específica, en los períodos indicados.

#### ASPECTOS ECONÓMICO FINANCIEROS (Eyras et al, 2013)

Uno de los principales objetivos del proyecto para el desarrollo del mercado de los sistemas de energía solar distribuida, es estudiar y proponer un modelo financiero que resulte atractivo para los potenciales usuarios, estimulándolos a invertir mediante algún esquema que permita una recuperación de la inversión en plazos razonables.

En general, en los países que han sido pioneros en el desarrollo de estos mercados, fundamentalmente Alemania, España e Italia, en Europa, y Japón, el mecanismo adoptado ha sido el pago de una tarifa diferencial conocido como FIT ("Feed In Tariff"). Este modelo se ha empleado bajo distintas modalidades, pagando por ejemplo tarifas diferentes en función del tamaño o tipología de los sistemas, y decrecientes en función del tiempo, de manera de reflejar la disminución de costos esperables por el crecimiento y madurez del mercado. Asimismo, en diversos países se han dado mayores incentivos a las instalaciones realizadas en edificios o sobre tejados. El modelo de FIT ha permitido un crecimiento exponencial del mercado, aunque en muchos casos ha traído aparejados problemas derivados de un crecimiento explosivo y no sostenible que, sumado a la crisis económica, ha resultado incluso nocivo para las industrias y las empresas de servicios nacionales. Se puede mencionar a España o Italia como referencia de estos problemas.

El otro modelo utilizado es el del conteo neto (NM, "Net Metering"), consistente en balancear la energía consumida con la energía producida, permitiendo compensar el exceso producido en determinadas horas y circunstancias por el sistema fotovoltaico con el consumo realizado en otros períodos. Este sistema ha comenzado a ser utilizado en algunos países de Latinoamérica, como Uruguay, Chile y México, aunque hasta el momento no ha dado lugar a un desarrollo del mercado de generación distribuida.

En el caso de la Argentina, la implementación del modelo de NM tendría el inconveniente adicional de que las tarifas que pagan los consumidores es mucho más baja que la de los países vecinos. Por tal motivo, una política de tarifa diferencial resultaría mucho más efectiva para el desarrollo del mercado. Si tenemos en cuenta que esta metodología ya se utiliza para las plantas de generación a partir de fuentes renovables que se acogen a la resolución N° 108/2011 de la Secretaría de Energía, éste debería ser el camino a transitar para conseguir el objetivo de masificar el uso de los sistemas fotovoltaicos en ambientes urbanos.

Una tarifa diferencial que disminuya progresivamente y que esté calculada en base a no distorsionar el mercado ni crear una expansión descontrolada ha demostrado ser muy útil y eficaz. El caso alemán es el paradigma donde reflejarse, teniendo en cuenta las características locales del mercado y del desarrollo tecnológico.

## CONCLUSIONES

El proyecto "Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos", en ejecución desde comienzos del año 2012, ha avanzado significativamente en relación con los objetivos principales planteados, excediendo largamente el alcance original centrado esencialmente en el Área Metropolitana Buenos Aires. A través del establecimiento de acuerdos de colaboración con organismos públicos y privados, y de la instalación de sistemas piloto en diferentes partes del país, se ha conseguido "nacionalizar" el proyecto e instalar el tema de la generación distribuida conectada a red en prácticamente todos los actores del sector eléctrico: Congreso de la Nación, Secretaría de Energía de la Nación, Secretarías de Energías Provinciales, Entes Nacional y Provinciales de Regulación, Entes Provinciales de Energía, empresas distribuidoras (EDENOR, EDESUR, distribuidoras provinciales), Cooperativas, Universidades, ENARSA, CAMMESA.

En el marco del proyecto, se instalaron o están en proceso de instalación aproximadamente 40 sistemas FV, con una potencia total de alrededor de 100 kW<sub>p</sub>, con el objeto de difundir y promover el uso de la generación FV en áreas urbanas, capacitar recursos humanos, y establecer en las diferentes regiones el contacto con la distribuidora local. El mayor sistema instalado hasta el presente es el de la Facultad de Informática de la Universidad Nacional de La Plata, que tiene una potencia FV de aproximadamente 17 kW<sub>p</sub> con 4 inversores, y que proveerá aproximadamente un 5% del consumo anual de la Facultad. En el presente trabajo se presentan resultados de las mediciones eléctricas de algunas de las instalaciones.

Se montó en la CNEA un laboratorio para la medición y registro de los principales parámetros eléctricos de sistemas FV conectados a la red eléctrica. El laboratorio cuenta, en particular, con analizadores de calidad de energía que permiten realizar un seguimiento sistemático del funcionamiento de los sistemas de referencia, especialmente en lo referente a la calidad de la energía provista por la red y de la corriente inyectada por el sistema FV.

A fin de establecer las condiciones mínimas admisibles en términos de seguridad personal y calidad de la energía inyectada, se ha participado activamente en el desarrollo de la normativa de la Asociación Electrotécnica Argentina AEA 90364-Sec. 712 "Sistemas de suministro de energía mediante fotovoltaico", basada en la IEC 60364-7-712. Esta normativa se encuentra prácticamente finalizada.

En relación con la venta de energía eléctrica a la red, se tuvieron conversaciones preliminares en la Secretaría de Energía de la Nación y con legisladores nacionales y sus asesores, pero los avances hasta el presente no han sido significativos. Se está trabajando en la elaboración de una propuesta para ser presentada ante la Secretaría de Energía, basada en un modelo que intente estimular equilibradamente el desarrollo del sector proponiendo un marco tarifario dinámico que acompañe la evolución de precios decrecientes del mercado FV y crecientes de la energía tradicional, tendencias que se han confirmado desde el comienzo del proyecto.

## AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo es financiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (FITS Energía 0008/2010), la CNEA, la UNSAM y las 5 empresas integrantes de IRESUD. Las diferentes Universidades, Secretarías de Energía, Entes Provinciales de Energía y Cooperativas que se han sumado al proyecto a través de acuerdos con la UNSAM, han financiado parcialmente las instalaciones realizadas en los respectivos edificios.

Los autores agradecen la colaboración de los socios de IRESUD y de los profesionales y técnicos de las Universidades, Secretarías de Energía, Entes de Regulación, Entes Provinciales y Cooperativas donde se han realizado instalaciones. En particular, agradecen la participación de Juan Tesonero, Ariel Corradini y Luis Mas, del EPEN.

Los siguientes integrantes del Departamento Energía Solar de la CNEA han participado activamente en el diseño y la instalación de algunos de los sistemas presentados en este trabajo: José Di Santo, Javier Fernández Vázquez, Sebastián Muñoz, Carlos A. Rinaldi, José Olima y Oscar Romanelli. Asimismo, los autores agradecen particularmente a Francisco Parisi, Marcelo Alvarez y Ramón Eyra, por su muy importante participación en la coordinación y ejecución del proyecto. Finalmente, una mención muy especial a Gabriela I. Durán, quien coordina las cuestiones administrativas, contables y de difusión del proyecto.

## REFERENCIAS

Bragagnolo J., Alvarez M., Pedace R., Zitzer A., Durán J. C., "The PV Industry in Argentina: Market, Policy and Technology Development", Proceedings of the 39th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Tampa, Florida, EE.UU, pág. 2360, (2013).

CAMMESA, 2013. Mercado Eléctrico Mayorista, Informe Anual.  
<http://www.cammesa.com/linfoanu.nsf/MININFOANU?OpenFrameSet>

Durán J. C., Bragagnolo J., Alvarez M., Pedace R., Zitzer A., "The PV Market in Argentina: Trends in Deployment, Policy and Regulatory Framework", Proceedings of the 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, Francia, págs. 4616-4618, 2013.

EPIA, 2013. Global Market Outlook for PV 2013-2017 – European PV Industry Association. <http://www.epia.org/policies/sustainable-market-developmet/market-competitiveness/>

Eyras, R., Durán J., " Proyecto IRESUD: Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos", Encuentro Latinoamericano de Uso Racional y Eficiente de la Energía - ELUREE2013, 2013.

IEC (International Electrotechnical Commission), "Electromagnetic compatibility (EMC) Part 3-2: Limits for harmonic current emission (equipment input current < 16 A per phase)", IEC 61000-3-2, 2000.

Kontogiannis K.P., Vokas G.A., Nanou S., Papathanassiou S., "Power Quality Field Measurements on PV Inverters" International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering (An ISO 3297: 2007 Certified Organization) Vol. 2, Issue 11, 2013.

PVSyst, 2014. PVSyst Photovoltaic Software, <http://www.pvsyst.com/en/>

Renewables 2014 - Global Status Report, REN21, 2014. <http://www.ren21.net/ren21activities/globalstatusreport.aspx>

Socolovsky H., Fernández Wortman E., Muñoz S., Di Santo J., Durán G. I., Martínez Bogado M. G., Durán J. C., Estado de avance del proyecto "Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos", Actas de la XXXVI Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente (ASADES), Vol. 1, pp.04.45-04.51, 2013.

Vignola F., Mavromatakis F., Krumsick, J., "Performance of PV inverters", Solar Radiation Monitoring Laboratory, Department of Physics, University of Oregon - Alternative Energy Consortium, 2007.

Zitzer, A. (2013), comunicación personal, y datos propios.

## **ABSTRACT**

In the framework of a call from the Ministry of Science, Technology and Innovation, the public-private partnership IRESUD, formed by the National Atomic Energy Commission (CNEA), the National University of San Martín (UNSAM) and 5 private companies, was created to implement the project "Interconnection of Photovoltaic Systems to the Electrical Grid in Urban Areas". The main objective is to introduce technologies in the country associated with the interconnection to the grid of photovoltaic (PV) systems in urban areas, taking into account technical, economic and regulatory issues. In this paper, the degree of progress of the project regarding regulatory issues and pilot installations in different parts of the country is presented. Also, the first measurements of some of the facilities are also given and the behavior of a PV grid connected inverter is analyzed.

**Keywords:** photovoltaic systems, interconnection to the grid, urban areas, regulatory framework.