

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED EN EL PALACIO DE HACIENDA: ANÁLISIS DE LA GENERACIÓN EN UN AÑO Y ESTUDIO DE SOMBRAS

E.M. Godfrin, I.H. Eyras¹, J.C. Durán¹

Departamento Energía Solar - Comisión Nacional de Energía Atómica
Av. Gral. Paz 1499 – 1650 San Martín – Pcia. De Buenos Aires - Argentina
Tel. 011-6772 7132 – Fax 011- 6772 7121, e-mail: duran@tandar.cnea.gov.ar

Recibido 09/08/16, aceptado 05/10/16

RESUMEN: En el marco del proyecto IRESUD, en marzo de 2015 se instaló un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica en la terraza del Palacio de Hacienda, sito en la calle Hipólito Yrigoyen 250 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. En el presente trabajo se muestran las comparaciones entre las mediciones de la energía inyectada a la red durante el período abril 2015 - marzo 2016 y las obtenidas con simulaciones mediante el programa comercial PVSyst, así como el estudio de las pérdidas causadas por las sombras sobre el sistema.

Palabras clave: sistema fotovoltaico, conexión a red, generación eléctrica, pérdidas por sombras

INTRODUCCION

Con el objeto de promover en el país la generación de electricidad mediante sistemas fotovoltaicos (FV) de pequeñas potencias (típicamente, entre 2 kW_p y 50 kW_p), integrados a edificios, y conectados a la red eléctrica de baja tensión, el Consorcio Público-Privado IRESUD, conformado por la CNEA, la UNSAM y 5 empresas privadas, ejecutó, entre los años 2012 y 2015 el proyecto "Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos" (en adelante, proyecto IRESUD, <http://iresud.com.ar/>). Este proyecto estuvo parcialmente subsidiado con Fondos Argentinos Sectoriales (FITS Energía Solar N° 0008-2010) del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva.

Como parte de las tareas de promoción y difusión de la generación FV distribuida, el proyecto impulsó la instalación de paneles solares en sectores asoleados de edificios, modalidad que se conoce habitualmente como Integración Arquitectónica de la Energía Solar o BIPV ("Building Integrated Photovoltaics"). Dicha modalidad consiste en dotar al sistema FV de una doble función: generación de energía y elemento de construcción, logrando así importantes economías y sinergias entre sistema y edificación. Sin embargo, ello implica muchas veces utilizar los paneles solares con orientaciones o ángulos de captación diferentes de los ideales, o en situaciones de asoleamiento desfavorables.

Un tema importante en relación con el rendimiento de este tipo de sistemas es la posible presencia de sombras, totales o parciales, sobre uno o varios de los módulos FV que conforman la instalación. Esto se ve particularmente agravado en zonas urbanas altamente pobladas, por la presencia de numerosos elementos, con geometrías muy variadas, que pueden producir sombras: edificaciones de diferentes alturas, árboles, postes de luz, etc.. Los sistemas FV de conexión a red utilizan, generalmente, configuraciones basadas en cadenas de módulos FV conectados en serie. Estas configuraciones dan lugar a efectos claramente no lineales en las pérdidas por sombras y resultan difíciles de modelar, incluso para programas de simulación como el PVSyst (PVSyst, 2016), considerado una referencia a nivel internacional. Existen diversos trabajos en los que se analizan estos temas (Deline, 2009; Deline et al., 2012; Briggs, 2012; Copa et al., 2014).

¹ Escuela de Ciencia y Tecnología, Universidad Nacional de San Martín.

En el marco del proyecto IRESUD, se instaló, en marzo de 2015, un sistema FV conectado a la red eléctrica en la terraza del Palacio de Hacienda, ubicado sobre la calle Hipólito Yrigoyen entre Balcarce y la Avenida Paseo Colón, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Para esta instalación se utilizaron módulos FV especialmente diseñados para BIPV que permiten el paso de la luz entre sus celdas solares, generando una sombra tenue y adicional sobre la terraza (que funciona además como parte del comedor de personal), sin producir sombras excesivas en el interior y permitiendo una generosa altura de paso hacia la terraza por debajo del plano de captación. Los paneles así dispuestos, conformaron una "marquesina FV" que reemplaza parcialmente el tendido de toldos de lona existentes que permitían el armado de mesas del comedor al abrigo de su sombra.

El sistema en cuestión presenta pérdidas por sombras parciales por la existencia de elementos altos y cercanos (conductos de ventilación del edificio), ubicados en los extremos este y oeste del plano de captación. Este tipo de sombras son relativamente habituales en sistemas FV montados sobre cubiertas planas de edificios con una orientación apropiada, pero con construcciones de mayor altura ubicadas al este y al oeste. Las mediciones y las simulaciones realizadas para el sistema FV del Palacio de Hacienda luego de un año de operación, permitieron estimar las pérdidas en la generación de energía como consecuencia de las sombras parciales producidas por los conductos de ventilación.

DISEÑO DEL SISTEMA

El sistema (ver Figura 1) está compuesto por 19 paneles Brandoni Backsheet transparente (Brandoni, 2016) de $235 W_p$ y 3 inversores Aros modelo Sirio 1.5 kW, 120-450 V (Sirio, 2016) con la siguiente distribución: 2 conjuntos laterales de 6 paneles y un inversor cada uno, 1 conjunto central de 7 paneles y un inversor. Está orientado al norte y su inclinación es de 15° .

La instalación se realizó utilizando todo el espacio disponible para la ubicación de los paneles solares y con los inversores de 1,5 kW que se tenían en existencia. Ello dio lugar a una configuración del sistema no óptima. En particular, los 2 conjuntos laterales de 6 paneles solares en serie están levemente subdimensionados, tanto en potencia cuanto en tensión, para los inversores de 1,5 kW a los cuales están conectados.



Figura 1: Vista superior e inferior del sistema fotovoltaico instalado en el Palacio de Hacienda.

RESULTADOS EXPERIMENTALES

A partir de la puesta en marcha del sistema fotovoltaico instalado, se realizó un registro, aproximadamente mensual, de los parámetros eléctricos del sistema. En la Tabla 1 se muestra la energía eléctrica inyectada a la red por cada conjunto, entre el 1° de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2016.

Puede observarse que los valores de la energía inyectada a la red por los conjuntos laterales difieren entre sí en aproximadamente 3%, y tienen una producción específica claramente inferior (alrededor de 25% menor) a la del conjunto central.

	Lateral Este	Central	Lateral Oeste
Energía Inyectada [kWh]	1457	2307	1503
Producción Específica [kWh/kW _p]	1033	1402	1066

Tabla 1: Energía Eléctrica Inyectada a la Red (en kWh) y Producción Específica (en kWh/kW_p) de cada uno de los conjuntos del sistema entre el 1 de abril de 2015 y el 31 de marzo de 2016.

SIMULACIONES

Con el objeto de analizar las diferencias mencionadas, se realizaron simulaciones para cada uno de los conjuntos mediante el programa PVSyst V6.47 (PVSyst, 2016).

Las simulaciones fueron realizadas utilizando datos de radiación solar media diaria sobre plano horizontal del período bajo estudio en la ciudad de Luján (Tabla 2), provistos por el Grupo de Estudios de la Radiación Solar (GERSolar) de la Universidad Nacional de Luján, dado que no se disponía de datos para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Por su parte, las temperaturas medias mensuales fueron extraídas de la página web del Servicio Meteorológico Nacional (SMN, 2016) para la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

Para las simulaciones, se consideró el sistema con sus características reales (entre los conductos de ventilación) y en condiciones óptimas (sin ningún objeto que le hiciera sombra). En la Figura 2 se presentan, para cada uno de los conjuntos, los croquis utilizados para el estudio de las sombras.

	Radiación [kWh/(m ² .día)]	Temperatura [°C]
Abril 2015	4,13	17,7
Mayo 2015	2,78	14,3
Junio 2015	2,35	11,2
Julio 2015	2,49	10,9
Agosto 2015	2,11	12,7
Setiembre 2015	4,21	14,2
Octubre 2015	5,22	17,7
Noviembre 2015	6,49	20,6
Diciembre 2015	7,57	23,2
Enero 2016	6,94	25,1
Febrero 2016	6,57	23,7
Marzo 2016	4,88	21,4

Tabla 2: Datos meteorológicos utilizados para la simulación del sistema.

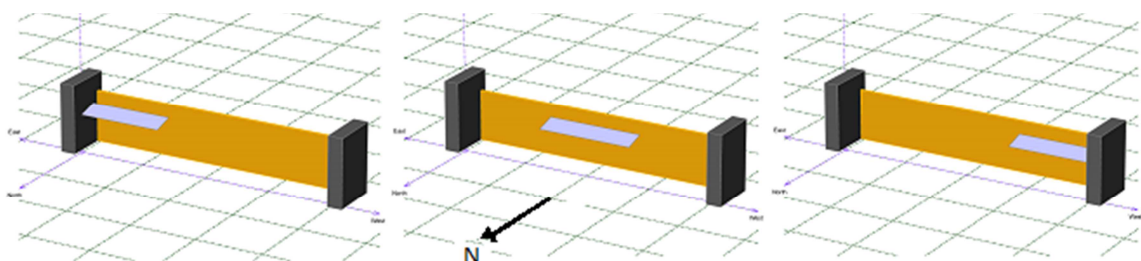


Figura 2: Croquis utilizados para el estudio de las sombras en cada uno de los conjuntos.

En la Tabla 3 se muestran la energía inyectada a la red eléctrica y la producción específica anual de cada conjunto, obtenidas por simulación. La Tabla 4 contiene los valores mensuales simulados con y

sin sombras, y sus correspondientes pérdidas. En la Tabla 5 se presentan los valores mensuales de la energía inyectada a la red (medida por los inversores) y los obtenidos por simulación.

	Lateral Este		Central		Lateral Oeste	
	Energía inyectada [kWh/Año]	Producción específica [kWh/kW _p /Año]	Energía inyectada [kWh/Año]	Producción específica [kWh/kW _p /Año]	Energía inyectada [kWh/Año]	Producción específica [kWh/kW _p /Año]
Con sombras	1684	1195	2316	1408	1726	1224
Sin sombras	1997	1416	2335	1419	1997	1416

Tabla 3: Energía inyectada y producción específica simuladas para cada uno los conjuntos.

	Lateral Este			Central			Lateral Oeste		
	Con sombras	Sin sombras	Pérdida %	Con sombras	Sin sombras	Pérdida %	Con sombras	Sin sombras	Pérdida %
Abril 2015	139	165	16	193	193	0	141	165	15
Mayo 2015	108	125	14	146	146	0	109	125	13
Junio 2015	93	105	11	123	124	1	95	105	10
Julio 2015	101	115	12	135	135	0	103	115	10
Agosto 2015	72	83	13	97	97	0	72	83	13
Septiembre 2015	137	161	15	187	189	1	137	161	15
Octubre 2015	158	188	16	217	219	1	161	188	14
Noviembre 2015	170	208	18	241	243	1	181	208	13
Diciembre 2015	202	242	17	281	283	1	210	242	13
Enero 2016	186	222	16	257	259	1	190	222	14
Febrero 2016	168	202	17	232	236	2	174	202	14
Marzo 2016	150	180	17	208	210	1	154	180	14

Tabla 4: Energía inyectada a la red mensualmente (en kWh), obtenida por simulación, con sombras y sin sombras, y las pérdidas correspondientes.

	Lateral este		Central		Lateral oeste	
	Inyectada	Simulada	Inyectada	Simulada	Inyectada	Simulada
Abril 2015	138	139	201	193	133	141
Mayo 2015	113	108	132	146	112	109
Junio 2015	93	93	108	123	90	95
Julio 2015	83	101	94	135	83	103
Agosto 2015	101	72	142	97	99	72
Setiembre 2015	119	137	180	187	127	137
Octubre 2015	129	158	220	217	143	161
Noviembre 2015	131	170	250	241	141	181
Diciembre 2015	152	202	280	281	155	210
Enero 2016	148	186	265	257	157	190
Febrero 2016	133	168	243	232	146	174
Marzo 2016	117	150	192	208	117	154
TOTAL	1457	1684	2307	2317	1503	1727

Tabla 5: Energía inyectada mensualmente a la red (en kWh) medida y simulada considerando las sombras.

CONCLUSIONES

En el marco del proyecto Iresud se instaló un sistema fotovoltaico conectado a la red pública en la terraza del Palacio de Hacienda a principios de marzo de 2015. El sistema está compuesto por 2 conjuntos laterales de 6 paneles y un inversor cada uno, y 1 conjunto central de 7 paneles y un inversor. Está orientado al norte y su inclinación es de 15°. Debido a su ubicación, los paneles están sometidos a sombreados de distinta magnitud a lo largo del año con las consecuentes pérdidas en la generación.

A partir de su puesta en marcha, se realizó un registro, aproximadamente mensual, de parámetros eléctricos característicos, en particular, de la energía inyectada a la red por cada uno de los conjuntos. Se analizó la generación de cada conjunto, obtenida en base a los datos provistos por cada inversor, observándose una diferencia de aproximadamente 3% entre la generación del conjunto lateral Este y la del lateral Oeste, y una disminución significativa (de alrededor de 25%) en la producción específica (en kWh/kWp/año) de los conjuntos laterales y la del conjunto central. Dado que la ubicación de los laterales es totalmente simétrica respecto del norte, la diferencia entre ambos radica en que el lateral Este está en sombra a la mañana mientras que el Oeste lo está a la tarde. En consecuencia, la temperatura de operación del conjunto lateral Este, cuando está completamente iluminado (por las tardes) es, en general, superior a la del conjunto lateral Oeste, el cual se encuentra totalmente iluminado por las mañanas, siendo ésta probablemente la causa de la diferencia entre ambos. La diferencia en la generación específica entre los laterales y el central es debida al sombreado causado por los conductos de ventilación que se encuentran a los costados del sistema. Este efecto se vio probablemente agravado por el hecho de que los conjuntos laterales de 6 paneles solares en serie tienen una tensión de trabajo muy cercana a la tensión mínima recomendada por el fabricante del inversor.

Se realizaron simulaciones del sistema utilizando el programa comercial PVSyst 6.47 considerando el sistema en sus condiciones reales (entre dos conductos de ventilación) y en condiciones óptimas (sin ningún objeto que le hiciera sombra). Las pérdidas por sombras, obtenidas por simulación, varían entre 11% y 18% para el conjunto Lateral Este, y entre 10% y 15% para el Oeste, observándose los máximos en los meses cercanos al solsticio de verano. En cambio, las pérdidas por sombras para el conjunto central son inferiores al 2% en todo momento del año, siendo prácticamente nula en el solsticio de invierno y máxima en el solsticio de verano como consecuencia de una mínima sombra producida por los conductos de ventilación en las primeras horas de la mañana y las últimas de la tarde.

Las diferencias entre la energía eléctrica inyectada a la red, en el periodo bajo estudio, registrada por los inversores y los valores simulados, son de aproximadamente 15% para los conjuntos laterales y despreciable (menor que 1%) para el conjunto central. Este buen acuerdo para el caso del sistema FV que prácticamente no tiene sombras y la diferencia relativamente alta para los conjuntos de 6 módulos laterales, sometidos a las sombras de los conductos de ventilación, confirman la dificultad para reproducir mediante simulaciones valores experimentales en sistemas FV sometidos a sombras parciales.

REFERENCIAS

- Brandoni (2016), <http://www.enfsolar.com/ApolloF/solar/Product/pdf/Crystalline/518af6d93f85f.pdf>
- Briggs D. (2012), "Shade impact: how solar systems handle sub-optimal conditions", Enphase Energy.
- Copa I., Socolovsky H.P., Godfrin E.M., Martínez Bogado M.G., Durán J.C. (2014), "Evaluación del funcionamiento de un sistema FV de 2,8 kW con sombreado parcial", Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 18, pp. 04.69-04.75.
- Deline C. (2009), "Partially shaded operation of a grid-tied PV system", Proc. 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Philadelphia, Pennsylvania, pp. 1268-1273.

Deline C., Meydbray J., Donovan M., Forrest J. (2012), "Photovoltaic shading testbed for module-level power electronics", National Renewable Energy Laboratory, Technical Report NREL/TP-5200-54876.

PVSyst Software (2016), <http://www.pvsyst.com>, Copyright PVSyst SA.

SMN (2016), [http://www.smn.gov.ar/serviciosclimaticos/?mod=elclima&id=7&provincia=Capital Federal&ciudad=Buenos Aires](http://www.smn.gov.ar/serviciosclimaticos/?mod=elclima&id=7&provincia=CapitalFederal&ciudad=BuenosAires)

Sirio (2016), <http://www.aros-solar.com/es/inversores/inversores-solares-monofasico-sirio-evo-1500>

AGRADECIMIENTOS

El proyecto IRESUD fue financiado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, la CNEA, la UNSAM y las 5 empresas integrantes del Convenio Asociativo Público-Privado IRESUD. Contó asimismo con la participación de aproximadamente 40 instituciones públicas y privadas (Secretarías de Energía Nacional y Provinciales, Entes de Regulación, Entes Provinciales de Energía, Distribuidoras, Cooperativas, Universidades, etc.) de 16 provincias del país.

Los autores agradecen a Raúl Righini, del GERSolar por el aporte de los datos de radiación solar, a Francisco Elizondo y Luis Arenas, de la ex-Secretaría de Energía de la Nación, por su colaboración durante la instalación y puesta en marcha del sistema FV en el Palacio de Hacienda, y a Juliana Ramos de la Subsecretaría de Energías Renovables, por la toma de datos.

Asimismo, agradecen a los demás integrantes del Departamento Energía Solar de la CNEA y de la Escuela de Ciencia y Tecnología de la UNSAM que participaron del proyecto y, muy especialmente, a Gabriela I. Durán, quien coordina las cuestiones administrativas, contables y de difusión del mismo.

ABSTRACT

In the frame of Iresud Project, in March 2015 a grid connected photovoltaic system was installed on the terrace of the "Palacio de Hacienda", headquarters of the Ministry of Economy, in Buenos Aires city. In this paper, comparisons between measurements of the energy injected to the grid during the period April 2015 - March 2016 and those obtained with simulations using the commercial program PVSyst are shown. Losses caused by near shadows on the system are also analyzed.

Keywords: photovoltaic grid connection, power generation, shading losses