



Ingeniería Energética

E-ISSN: 1815-5901

orestes@cipel.ispjae.edu.cu

Instituto Superior Politécnico José

Antonio Echeverría

Cuba

Osorio Laurencio, Liomnis; Montero Laurencio, Reineris
Análisis energético de un sistema fotovoltaico integrado a una cubierta plana horizontal
Ingeniería Energética, vol. XXXVII, núm. 1, enero-abril, 2016, pp. 45-54
Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría
La Habana, Cuba

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=329145581006>

- Cómo citar el artículo
- Número completo
- Más información del artículo
- Página de la revista en redalyc.org

redalyc.org

Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto



Análisis energético de un sistema fotovoltaico integrado a una cubierta plana horizontal

Energetic analysis of a photovoltaic system integrated to a horizontal flatrooftop

Liomnis – Osorio Laurencio
Reineris – Montero Laurencio

Recibido: junio de 2015

Aprobado: septiembre de 2015

RESUMEN/ ABSTRACT

En el presente trabajo se analiza el desempeño energético de un sistema fotovoltaico a base de silicio amorfo, integrado a la cubierta plana horizontal del Edificio Docente #2 del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa. Con el software PV syst se determinó la producción anual de energía eléctrica del sistema de 3 kWp conectado a la red, así como las pérdidas por sombras, cableado, electrónica de potencia, modificación del ángulo de inclinación y por efecto de la irradiancia y temperatura. También se calcularon los parámetros característicos de la instalación, útiles para establecer perfiles mensuales para la planificación del consumo eléctrico. Los resultados demostraron que la energía anual generada, es equivalente al consumo eléctrico del Instituto durante dos días y además, constituye una alternativa para la generación de energía, a partir del aprovechamiento de espacios disponibles en azoteas de las áreas docentes y administrativas.

Palabras clave: cubierta horizontal, silicio amorfo, sistema fotovoltaico integrado en edificio, PV syst

In this research the energy performance of a photovoltaic system based on amorphous silicon is analyzed. It is integrated to the flat horizontal rooftop of Teaching Building # 2 of the Metallurgical Mining Institute of Moa. With the PVsyst software annual electricity production of 3 kWp system connected to grid, as well as losses shadows, wiring, power electronics, also, tilt angle and the effect of irradiance and temperature were determined. The characteristic parameters of the installation, useful were calculated to establish monthly planning profiles for electrical consumption. The results showed that the annual energy generated is equivalent to the electricity consumption of the Institute for two days and also an alternative for generation energy from the use of space available on rooftops of teaching and administrative areas.

Keywords: amorphous silicon, building integrated photovoltaic, horizontal rooftop, PVsyst

INTRODUCCIÓN

Los sistemas fotovoltaicos integrados a edificios o *Building Integrated Photovoltaic (BIPV)*, cada día incrementan su presencia en los entornos urbanos.

Desde el punto de vista energético son eficientes, porque generan electricidad en el mismo lugar que se consume, atenuando significativamente las pérdidas por distribución. En este sentido, las cubiertas ofrecen mayor potencial de integración en términos de producción energética, por ser las superficies mejor situadas y de mayor extensión, libres de obstáculos y restricciones. En este contexto, han tenido especial desarrollo los sistemas Fotovoltaicos (FV) a base de silicio amorfo(a-Si), empleados para la construcción de capas delgadas que se acomoden a techos, ventanas y paredes, de diferentes formas y estilos arquitectónicos. Por estas razones, el a-Si ha tenido una progresiva utilización a pesar de su baja eficiencia comparado con sus similares cristalinos [1]. A fin de aumentar este bajo rendimiento se fabrican módulos de a-Si de triple unión, en los que cada celda está compuesta por tres uniones semiconductoras montadas una sobre otra; la inferior es sensible a la luz roja, la central a la luz verde y amarilla y la superior a la luz azul [2].

La empresa *IBC RESIGUM International S.r.l* (RESIGUM) ha restaurado desde el año 1995 más de 6 millones de m² de cubiertas en toda Cuba. En aras de aprovechar estos espacios ociosos desde el punto de vista energético, RESIGUM se encuentra en pleno desarrollo de una línea de productos y servicios novedosos en el área de las energías renovables. También colabora con las universidades para brindar un mayor valor agregado a sus servicios. Muestra de ello es el proyecto "Asimilación de tecnología solar fotovoltaica en el contexto energético de edificios" coordinado por el Centro de Estudio de Energía y Tecnología Avanzada de Moa del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa (ISMMM). Este proyecto se centra en la instalación de 3 kWp de módulos flexibles RESIGUM SOLAR EPV 144S de a-Si de triple unión, que forman parte de un sistema BIPV de impermeabilizantes. El inversor empleado es de SATERNO modelo *Sunwa y M 3600E*, conectado a la red de uno de sus edificios docentes.

En el marco del presente proyecto y tomando como premisa que sólo se dispone de 3 kWp de potencia, el objetivo principal de este trabajo es analizar el comportamiento energético del sistema FV integrado a la cubierta de un edificio del ISMMM. Específicamente se determina la radiación solar global incidente sobre la cubierta plana horizontal y sobre la superficie de los módulos, la producción anual de energía a la salida de los módulos y del inversor. Además, se calculan las pérdidas asociadas a la conversión FV, las del inversor y cableado. Este estudio permite caracterizar el rendimiento de esta novedosa tecnología en una región peculiar de Cuba, donde se conjugan a la vez, un microclima tropical con un entorno altamente industrializado. Los aspectos económicos y medioambientales serán tratados en investigaciones posteriores.

Existen varios programas informáticos para analizar sistemas FV, éstos pueden utilizarse para cálculos de viabilidad, dimensionado y/o simulación. Un escrutinio a la literatura científica revela la calidad de algunos: *RETScreen*, *TRNSYS*, *Solar Pro*, *PV DesignPro-G*, *PV* SOL Expert*, *HOMER*, *Polysun*, *APOS photovoltaicStatLab*, *PV Designer*, *SolarNexus*, *PVsyst*. Este último es empleado en la presente investigación, ya que realiza cálculos avanzados de forma fácil e intuitiva y además, ha sido utilizado en varios estudios similares.

Agai *et al.* (2011) lo empleó para el diseño, optimización y simulación de un sistema FV instalado sobre un edificio, enmarcando su estudio en Pristina, Kosovo [3]. Asimismo Grossi y Righini (2012) lo usaron para obtener el ángulo óptimo en colectores solares instalados sobre edificios de 17 localidades de Argentina [4]. Loulas *et al.* (2012) lo aprovechó para estimar el potencial de sistemas aplicados sobre edificios residenciales representativos de las construcciones típicas de Grecia [5]. Suresh *et al.* (2014) analizó el comportamiento de un sistema FV autónomo en la localidad de Thiruvananthapuram, India [6]. Recientemente Ramoliya (2015) evaluó el rendimiento de una planta FV de 1 MW conectada a la red, para las condiciones climatológicas de Gujarat en la India [7]. Cabe señalar que estos trabajos son los más pertinentes de los analizados y que en ninguno se empleó BIPV con a-Si. De forma general, el buen desempeño y precisión en los resultados que ofrece el PV syst, quedan demostrados en estudios comparativos con otros softwares profesionales semejantes [8, 9, 10].

MATERIALES Y MÉTODOS

Caso de estudio

El edificio de la instalación se identifica como el Edificio Docente #2 y tiene 3 pisos de altura. La figura 1, muestra su ubicación y orientación en el mapa (cuadro rojo). Las dimensiones de su cubierta son 72x13 m por el lado más largo y 24x13 m por su lado más estrecho, con una superficie de área total de 1248 m². Sus coordenadas geográficas son: 20,66° latitud Norte, 74,95° longitud oeste, 8 m de altitud.

La superficie del techo es plana horizontal, lo que implica que el ángulo para la instalación de este tipo de sistema BIPV basado en impermeabilizantes, esté condicionado por la inclinación de la cubierta. Por tal motivo, se

consideró un ángulo de inclinación de 0° , lo que supone una dificultad en la captación óptima de la radiación solar. No obstante, el a-Si puede aprovechar el 90% de toda la energía disponible, absorbiendo la luz hasta cuarenta veces más eficientemente que el silicio cristalino, siendo esta, una de sus principales ventajas [2].



Fig. 1. Vista aérea del Edificio Docente #2 del ISMMM.

Fuente: Google Maps www.maps.google.com

Módulo fotovoltaico amorfo RESIGUM SOLAR EPV 144S

El módulo (también llamado tira) amorfo RESIGUM SOLAR EPV 144S está constituido por una lámina de a-Si de triple unión flexible, sus principales propiedades son: BIPV integrado totalmente, ligero, flexible, peatonal, sustentable, auto limpiable, sin vidrio, resistente a los granizos, sin estructuras, menor pérdida al aumentar la temperatura, rápida instalación, mejor rendimiento espectral que los paneles de tecnología cristalina. Mide 5 412 mm de largo, 373 mm de acho, 7 mm de espesor, con $2,02 \text{ m}^2$ de área. La tabla 1, muestra los datos técnicos del módulo, éstos se proporcionan teniendo en cuenta las condiciones estándar de medida o *Standard Test Condition (STC)*: 25°C de temperatura del módulo, 1000 W/m^2 de irradiancia y 1,5 de masa de aire o *Air Mass (AM)*.

Tabla 1. Características eléctricas del módulo RESIGUM SOLAR EPV 144S	
Potencia nominal máxima (Pmáx)	144 Wp
Tensión con Pmáx. (Vmp)	33 V
Corriente con Pmáx. (Imp)	4,36 A
Corriente de corto circuito (Isc)	5,3 A
Tensión con circuito abierto (Voc)	46,2 V

Software PVsyst

El PVsyst v6.12 posee la capacidad de calcular valores diarios de radiación solar a partir de mediciones mensuales [4]. Contiene, además, todos los subprogramas para el diseño, optimización y simulación de cuatro tipos de sistemas: conectados a red, autónomos, bombeo solar y redes de corriente directa. También incluye una base de datos con 7 200 modelos de módulos FV y 2 000 modelos de inversores [3]. Una de las potencialidades del PV syst, es que provee información sobre las trayectorias solares de la localidad, permitiendo determinar las pérdidas por efecto de sombras cercanas durante todo el año.

En la configuración del sistema se prestó especial énfasis en las siguientes opciones: Pérdidas por polvo y suciedad 2%; corrección espectral para módulos amorfos; base de datos del clima *Meteonorm 6.1* para la síntesis horaria de radiación; módulos sin circulación de aire por la parte trasera (debido a su integración total con los impermeabilizantes). Se consideró un largo considerable del cableado de 20 m de largo y sección de $2,5 \text{ mm}^2$.

Parámetros del sistema FV

Para optimizar la producción de energía, es primordial definir y configurar fielmente en PVsyst, las variables eléctricas, climatológicas y de acimut. El cálculo preciso de dicha energía es muy complejo, debido fundamentalmente, a las variables climatológicas (irradiancia y temperatura). Por esta razón, se definen los *parámetros característicos*, que diferencian los distintos sistemas FV independientemente del comportamiento de las condiciones medioambientales.

Productividad del Generador fotovoltaico o *Array Yield* (Y_A), definida en la ecuación (1), como la energía producida por el generador fotovoltaico en un determinado período de tiempo ($E_{GFV,T}$) y por unidad de potencia instalada [8, 11]:

$$Y_A = \frac{E_{GFV,T}}{P_{nom,G}} \quad (1)$$

Productividad Final o *Final Yield* (Y_F), definida en la ecuación 2 como la energía útil producida por el sistema en un cierto período de tiempo ($E_{FV,T}$) y por unidad de potencia instalada[11]:

$$Y_F = \frac{E_{FV,T}}{P_{nom,G}} \quad (2)$$

Productividad de Referencia o *Reference Yield* (Y_R), definido en la ecuación 3 como el cociente entre la irradiación solar incidente sobre el generador a lo largo de un cierto período de tiempo($G_{inc,T}$) y la Irradiancia en $STC (I_{STC} = 1000 W/m^2)$ [11]:

$$Y_R = \frac{G_{inc,T}}{I_{STC}} \quad (3)$$

Rendimiento Global o *Performance Ratio* (PR), en la ecuación 4 se observa cómo relaciona la energía útil generada por el sistema con aquella teóricamente disponible [3, 11].

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

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Este módulo no se encuentra en la base de datos del PVsyst, por lo que se configuró un nuevo fichero a partir de sus características eléctricas mostradas en la tabla 1. Se realizaron las correcciones pertinentes para el silicio amorfo de triple unión, garantizando así, la correcta respuesta ante la influencia de la irradiancia y la temperatura. La figura 2 representa las curvas características de I-V.

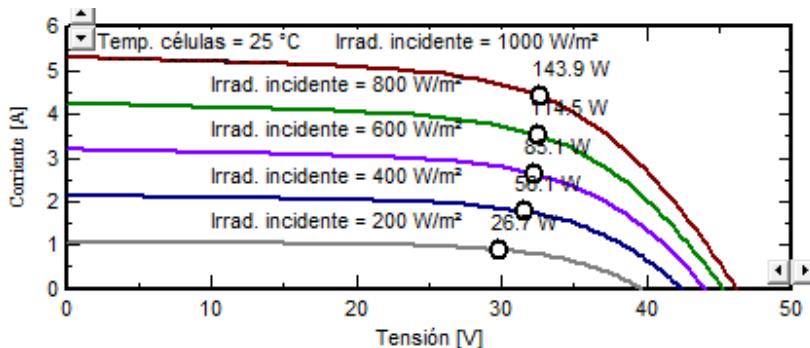


Fig. 2. Curvas características I-V del módulo amorfo RESIGUM SOLAR EPV 144S

La figura 3, muestra el esquema en bloques simplificado del BIPV de 3 kWp simulado. Está formado por las tres partes fundamentales: el arreglo de módulos FV, el sistema electrónico de potencia y la red eléctrica.

La tabla 2, muestra un resumen del dimensionado del sistema. El inversor es de SATERNO modelo *Sunway M3600E*, con potencia nominal de 2,8 kW, voltaje en el rango de 156-585 V a 50/60 Hz y su rendimiento es de 93,1%.

La figura 4, muestra el escenario de la instalación de los módulos sobre el Edificio Docente #2. Se obtuvo una pérdida del 0,4 %, porque en la línea de perfil de obstáculos se encuentra el borde de la azotea del edificio tipo

GIRÓN. Los árboles cercanos no sobrepasan el nivel de la azotea y ninguno de los elementos sobre la cubierta (tanques y tuberías) obstaculizan la radiación incidente sobre los módulos.

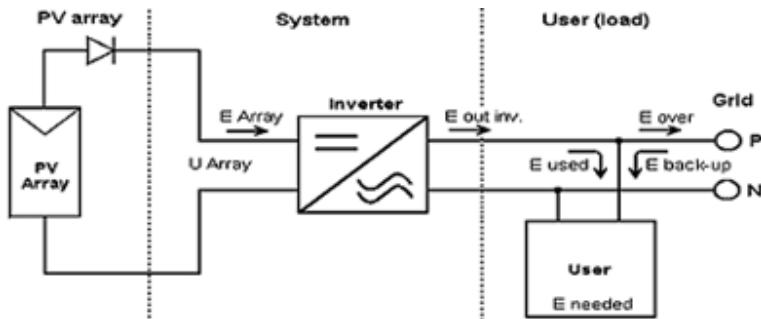


Fig. 3. Esquema simplificado del sistema

Tabla 2. Dimensionado del sistema	
No. de módulos	21
No. de cadenas	3
Módulos en serie	7
Superficie de los módulos	42 m ²
No. de inversores	1
Potencia máxima FV (DC)	3,0 kW
Potencia nominal (AC)	2,8 kW

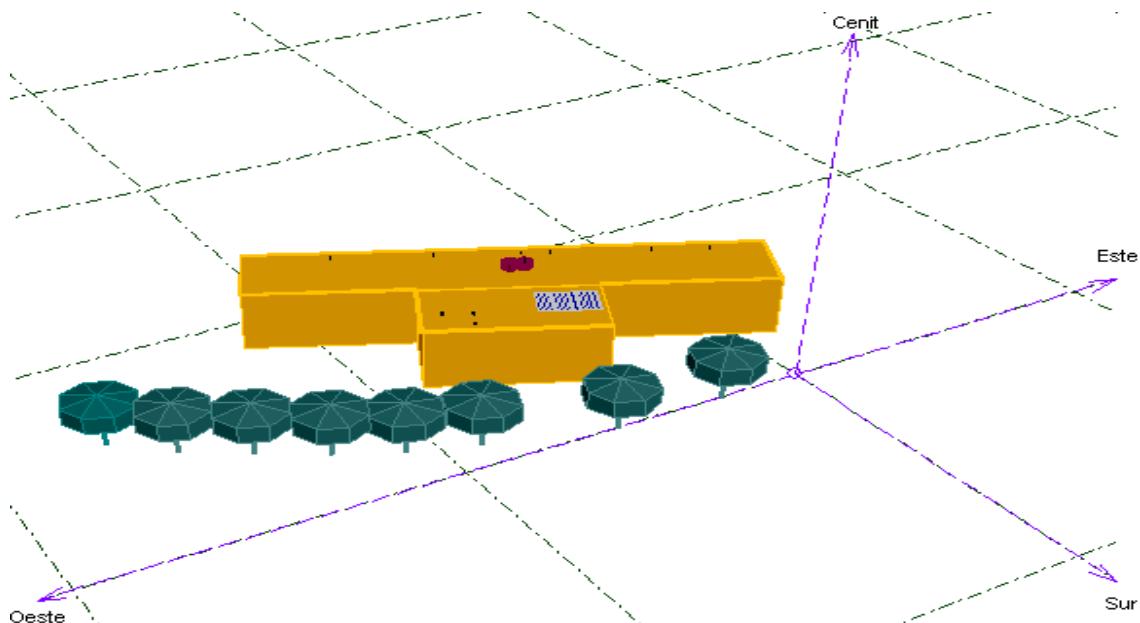


Fig. 4. Perspectiva de los módulos FV en la cubierta y situación de sombras cercanas

La figura 5, muestra que las pérdidas por efecto del sombreado ocurren antes de las 9:00 a.m. y después de las 5:00 p.m. La evolución local de las trayectorias solares diarias permite afirmar que las pérdidas por sombras son mayores en invierno, pero de forma general son muy pequeñas durante todo el año.

La figura 6, muestra las pérdidas globales asociadas al sistema. Las de los módulos FV representan el 14,8 % (0,74 kWh/kWp/día), mientras que la del sistema electrónico de potencia representa el 6,3 % (0,32 kWh/kWp/día), para una producción de energía útil Y_f de 78,9 % (3,95 kWh/kWp/día).

Análisis energético de un sistema fotovoltaico integrado a una cubierta plana horizontal
L. Osorio Laurencio; Reineris Montero Laurencio

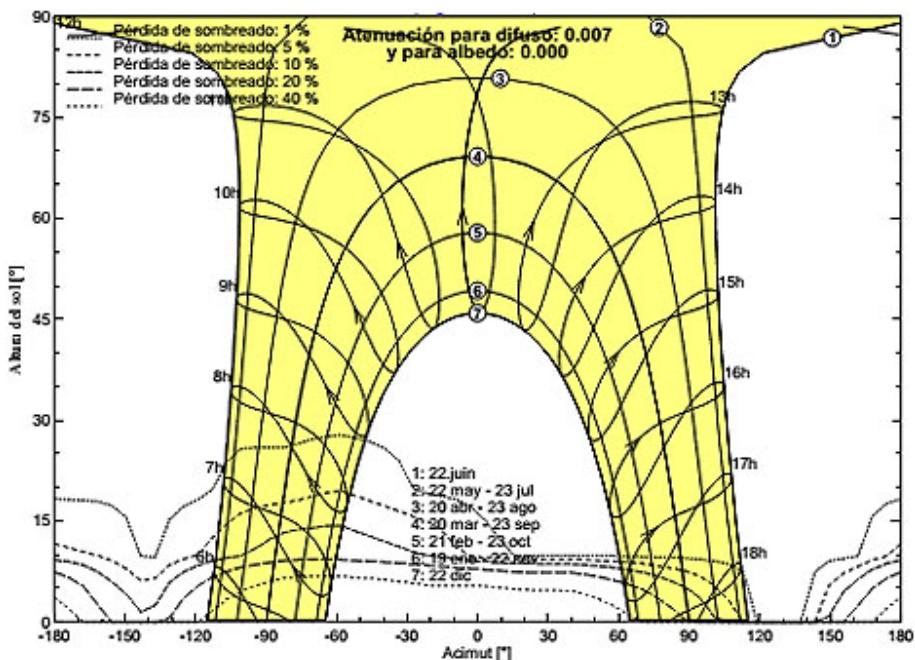


Fig.5. Factor de sombras de la instalación

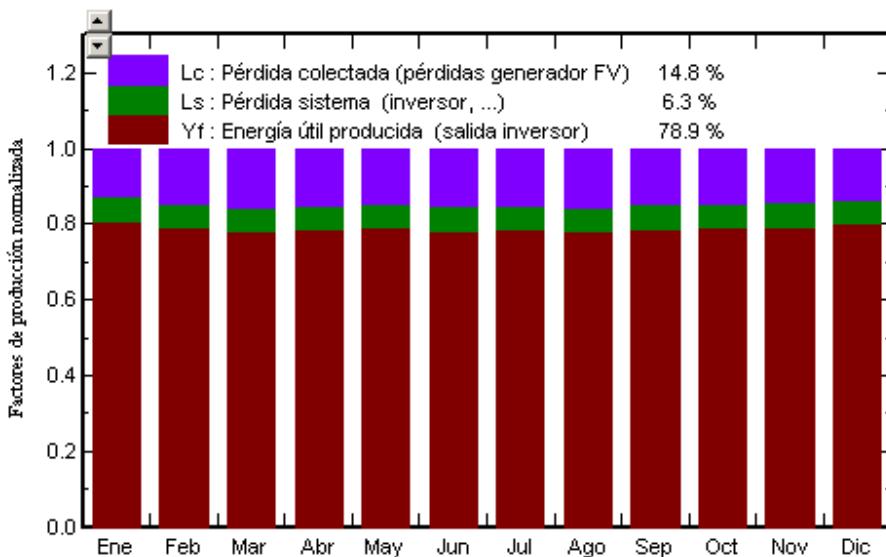


Fig. 6. Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 3024 Wp

La tabla 3, muestra los parámetros característicos normalizados del sistema. El índice de producción de referencia medio diario Y_R obtenido para todo el año es de 5,01 kWh/m², en total concordancia con estudios previos realizados en Cuba [12, 203]. El índice de producción Y_A medio diario de los módulos es de 4,26 kWh/kWp, mientras que el promedio diario del índice de producción final Y_F es de 3,95 kWh/kWp para todo el año.

En la tabla 4, se resumen los balances y resultados principales. El valor más alto de irradiación corresponde al mes de julio con un acumulado de 183 kWh/m² produciendo 469,6 kWh y el valor más discreto corresponde al mes de enero con 110,9 kWh/m² generándose solamente 292,2 kWh. La irradiación anual es de 1 827,1 kWh/m² con una producción de energía eléctrica inyectada a la red de 4 358,3 kWh.

Tabla 3. Coeficientes de rendimiento normalizados								
	Y_R	L_c	Y_A	L_s	Y_F	L_{cr}	L_{sr}	PR
Enero	3,58	0,459	3,12	0,235	2,88	0,128	0,066	0,806
Febrero	4,90	0,720	4,18	0,304	3,87	0,147	0,062	0,791
Marzo	5,64	0,875	4,77	0,356	4,41	0,155	0,063	0,782
Abril	5,59	0,849	4,74	0,350	4,39	0,152	0,063	0,785
Mayo	5,54	0,805	4,74	0,349	4,39	0,145	0,063	0,792
Junio	5,78	0,883	4,90	0,370	4,53	0,153	0,064	0,783
Julio	5,90	0,894	5,01	0,369	4,64	0,151	0,062	0,786
Agosto	5,76	0,906	4,85	0,356	4,50	0,157	0,062	0,781
Septiembre	4,97	0,735	4,23	0,316	3,92	0,148	0,064	0,788
Octubre	4,51	0,659	3,85	0,288	3,56	0,146	0,064	0,790
Noviembre	4,10	0,583	3,52	0,264	3,26	0,142	0,064	0,794
Diciembre	3,79	0,522	3,27	0,238	3,03	0,138	0,063	0,799
Año	5,01	0,741	4,26	0,316	3,95	0,148	0,063	0,789

Leyenda:

Y_R: Energía Incidente de Referencia en plano receptor (kWh/m².día)

L_c: Pérdidas Generador Normalizado

Y_A: Producción Generador Normalizado (kWh/kWp/día)

L_s: Pérdidas Sistema Normalizado

Y_F: Producción Sistema Normalizado (kWh/kWp/día)

L_{cr}: Relación Pérdida generador/Energía incidente

L_{sr}: Relación Pérdida sistema/Energía incidente

PR: Factor de Rendimiento

Tabla 4. Balances y principales resultados

	GlobHor kWh/m ²	T_{Amb} °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_{Grid} kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	110,9	24,00	110,9	103,4	292,2	270,2	6,22	5,75
Febrero	137,1	24,30	137,1	128,7	353,6	327,8	6,08	5,64
Marzo	174,8	25,20	174,8	164,9	446,7	413,3	6,03	5,58
Abril	167,8	25,90	167,8	158,4	430,2	398,5	6,05	5,60
Mayo	171,9	27,00	171,9	162,2	444,2	411,5	6,10	5,65
Junio	173,5	27,90	173,5	164,0	444,7	411,1	6,04	5,59
Julio	183,0	28,40	183,0	173,0	469,6	435,1	6,05	5,61
Agosto	178,6	28,40	178,6	168,9	455,0	421,6	6,01	5,57
Septiembre	149,0	27,80	149,0	140,4	384,0	355,4	6,08	5,62
Octubre	139,9	27,00	139,9	131,2	361,2	334,2	6,09	5,64
Noviembre	123,1	25,90	123,1	115,1	319,5	295,5	6,12	5,66
Diciembre	117,6	24,80	117,6	109,6	306,5	284,2	6,15	5,70
Año	1827,1	26,40	1827,1	1719,9	4707,4	4358,3	6,08	5,63

Leyenda:

GlobHor: Irradiación Global Horizontal

T_{Amb}: Temperatura Ambiente

GlobInc: Irradiación Global Incidente sobre el plano receptor

GlobEff: Irradiación Global Efectiva, corrección para modificación del ángulo de inclinación y sombreados

EArray: Energía efectiva en la salida del generador

E_{Grid}: Energía reinyectada en la red

EffArrR: Eficiencia a la salida de los módulos

EffSysR: Eficiencia a la salida del sistema

Ánálisis energético de un sistema fotovoltaico integrado a una cubierta plana horizontal
L. Osorio Laurencio; Reineris Montero Laurencio

Nótese que la eficiencia de los módulos FV bajo el efecto de la radiación incidente, se mantiene en el rango del 6 al 7 %, con un promedio anual de 6,08 %. Los resultados de la tabla 4, permiten establecer perfiles mensuales de generación de electricidad, lo cual favorece la planificación del consumo de energía del Edificio Docente #2, pudiéndose extrapolar a las demás áreas administrativas.

En la figura 7, se muestra el diagrama de pérdidas del sistema durante todo el año. Se representan de arriba hacia abajo: las pérdidas ópticas en la captación solar de 3,9 %, las pérdidas del generador de 12,2 % y finalmente las pérdidas en el inversor 6,4 %. La suma total de las pérdidas asciende a 22,5 %.

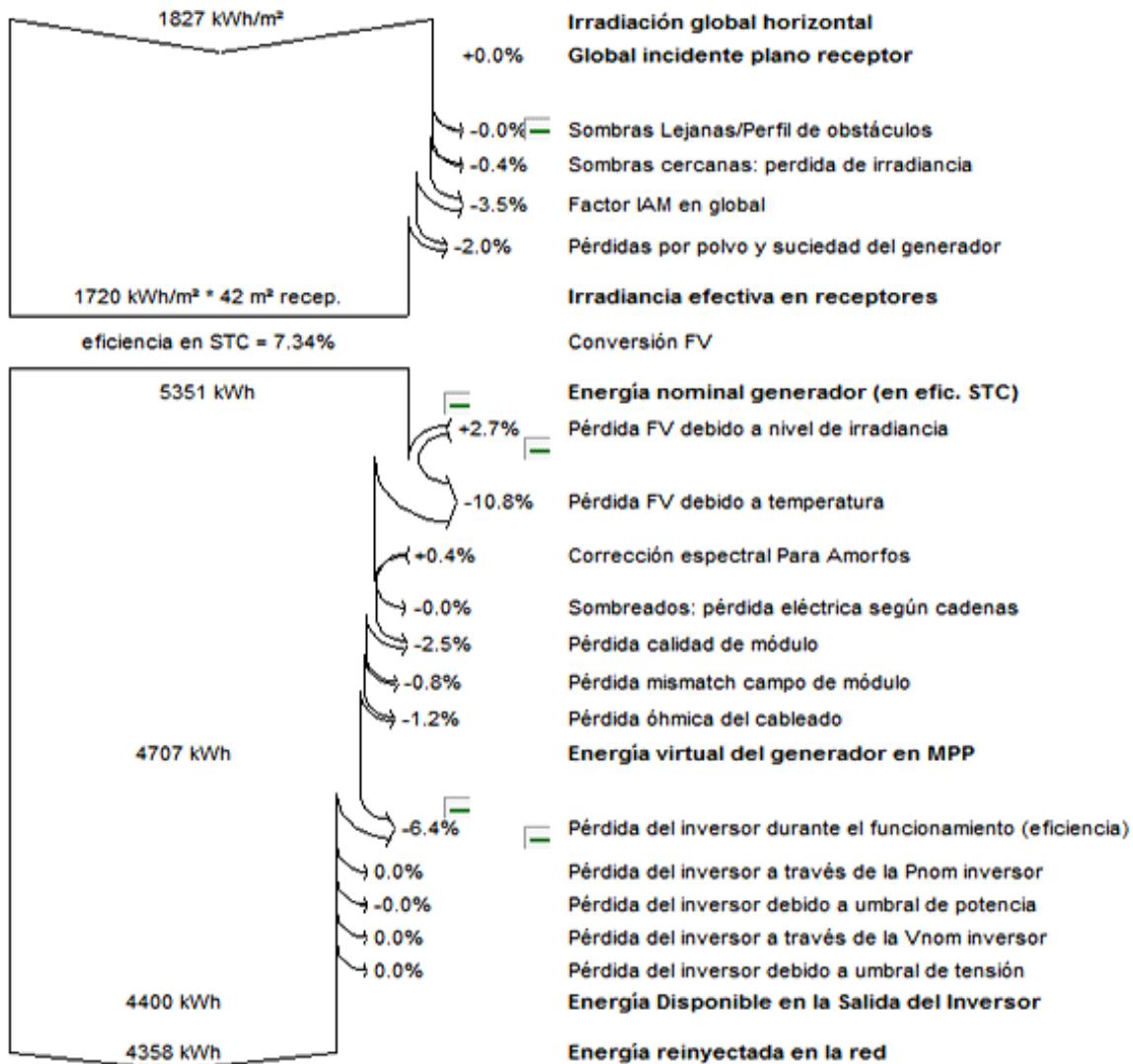


Fig. 7. Diagrama de pérdidas de la instalación durante todo el año

Generalmente el a-Si presenta menor coeficiente de reducción del rendimiento por el incremento de la temperatura, con un 0,21(%/°C) frente a los cristalinos con 0,43 (%/°C) [2]. Este caso en particular presenta un coeficiente mayor al estándar con 0,38 (%/°C). Como no existe circulación de aire por la parte trasera de las tiras FV, las pérdidas por efecto de la temperatura de operación son relativamente altas, del 10,8 % como se muestra en la figura anterior. Los resultados de la figura 7, muestran que la irradiación global sobre el plano horizontal recibida durante un año en Moa es de 1827 kWh/m², en correspondencia con el valor promedio anual para el territorio nacional [14, 203]. No existe ganancia de radiación incidente sobre el plano receptor, ya que no poseen el ángulo de inclinación recomendado para Cuba de 30°, como sucede con los módulos convencionales. Sin embargo, se obtuvo 0,4 % de ganancia mediante la corrección espectral para este tipo de tecnología. Nótese que la eficiencia de los módulos a STC es de un 7,34 %, acorde a los estándares mundiales.

A la irradiación global sobre el plano horizontal se le resta el 3,9 % debido al efecto de modificación del ángulo de inclinación y un 2 % por suciedad y el polvo, obteniéndose un valor efectivo de 1720 kWh/m² anual. Finalmente, la energía entregada a la red es de 4358,3 kWh/ año, lo que equivale aproximadamente al consumo de dos días completos del ISMMM y además, representa el 0,63% (692,99 MW) del plan anual. Este centro universitario tiene unos 4904 m² de cubiertas en áreas docentes y administrativas, con una disponibilidad del 90 % (4 413,6 m²), si se aprovechan estos espacios ociosos, se pueden instalar mediante esta tecnología unos 315,257 kWp.

CONCLUSIONES

En la presente investigación se realizó el análisis del comportamiento energético de un sistema fotovoltaico integrado a la cubierta plana horizontal del Edificio Docente #2 del ISMMM. El empleo del PV syst permitió conocer en detalles el desempeño energético de la potencia asignada al proyecto, para ello fue necesario configurar rigurosamente la tecnología de silicio amorfo empleada. El segmento de azotea escogido para la instalación del BIPV es idóneo, ya que no ofrece pérdidas significativas por sombreado y tiene suficiente espacio libre. Los resultados obtenidos en cuanto al recurso solar y el rendimiento de la tecnología de a-Si empleada, se ajustan perfectamente a estudios previos en Cuba y otras regiones del mundo. Aprovechando esta tecnología en las superficies de cubiertas disponibles en las áreas administrativas, se podría aumentar aproximadamente 100 veces más la potencia instalada en el proyecto con RESIGUM. Con vistas a realizar un análisis integral de esta nueva tecnología en el mercado cubano, en próximas investigaciones se realizará un análisis económico y medioambiental.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a *ABC RESIGUM International S.r.L* por el donativo de la tecnología BIPV para desarrollar esta investigación. Asimismo, se agradece la colaboración de los miembros del Proyecto *RENet Project: Renewable Energies Education Network* de la Universidad Carlos III de Madrid.

REFERENCIAS

- [1] Álvarez López Ramón A, García Angarita Maritza A. Parámetros comparativos de células fotoeléctricas para generación de energía: implementación de banco de pruebas usando DSP. Ingeniería Energética. 2014. [Citado: 3 de diciembre de 2014]; XXXV(3):193-201. Disponible en: <http://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/404/422>. ISSN 1815-5901.
- [2] Martín Chivelet Nuria. Integración de la Energía Fotovoltaica en Edificios. 1ra. ed: PROGENSA; 2011. pp. 23-24,59-60. ISBN 978-84-95693-68-6.
- [3] 3. Agai Florin , Caka Nebi ,Komoni Vjolica. Design optimization and simulation of the photovoltaic systems on buildings in Southeast Europe. International Journal of Advances in Engineering & Technology. 2011. [Citado: 20 de febrero de 2015]; 1(5):58-68. Disponible en: <http://archives-ijaet.org/media/7I5-IJAET0511565-DESIGN-OPTIMIZATION-AND-SIMULATION-Copyright-IJAET.pdf>. ISSN 2231-1963.
- [4] Grossi Gallegos H, Righini R. Ángulo óptimo para planos colectores de energía solar integrados a edificios. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. 2012. [Citado: 18 de diciembre de 2014]; 16:04.01-04.07. Disponible en: http://www.gersol.unlu.edu.ar/trabajos/783_ART.pdf. ISSN 0329-5184.
- [5] Loulas Nikolaos M, M. Karteris Marinos, Pilavachi Petros A, et al. Photovoltaics in urban environment: A case study for typical apartment buildings in Greece. Renewable Energy. 2012. [Citado: 20 de marzo de 2015]; 48:453-463. Disponible en: <http://www.karteco.gr/en/pdf/Renewable%20Energy%202012.pdf>. ISSN 0960-1481.
- [6] Suresh Parvathy , Thomas Jaimol,G Anu. A. Performance analysis of stand-alone PV systems using PVsyst. Proceedings of Second IRF International Conference on 10th. Cochin, India2014. p. 5.
- [7] 7. RAMOLIYA JAYDEEP V. Performance Evaluation of Grid-connected Solar Photovoltaic plant using PVSYST Software. Journal of Emerging Technologies and Innovative Research (JETIR). 2015. [Citado: 1 de abril de 2015]; 2(2):7. Disponible en: www.jetir.org/papers/JETIR1502036.pdf. ISSN 2349-5162.
- [8] Akinola Adeyinka Babatunde,Serkan Abbasoglu. Evaluation of Field Data and Simulation Results of a Photovoltaic System in Countries with High Solar Radiation. Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences. 2014. [Citado: 20 de diciembre de 2014]; 0(0):1-11. Disponible en: <http://journals.tubitak.gov.tr/elektrik/>. ISSN 1402-313.

Análisis energético de un sistema fotovoltaico integrado a una cubierta plana horizontal
L. Osorio Laurencio; Reineris Montero Laurencio

- [9] Axaopoulos Petros J, Fylladitakis Emmanouil D, Gkarakis Konstantinos. Accuracy analysis of software for de estimation and planning of photovoltaic installations. International Journal of Energy and Environmental Engineering. 2014. [Citado: 1 de abril de 2015]; 5(1):1-7. Disponible en: www.journal-ijeee.com/content/5/1/1. ISSN 2251-6832.
- [10] Kumar Sharma Dinesh, Verma Varsha, Pratap Singh Anil. Review and Analysis of Solar Photovoltaic Softwares. International Journal of Current Engineering and Technology. 2014. [Citado: 4(2):725-731. Disponible en: <http://inpressco.com/wp-content/uploads/2014/04/Paper48725-731.pdf>. ISSN 2347-5161.
- [11] Caamaño Martín Estefanía. Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Caracterización y análisis [Tesis Doctoral]: Escuela técnica superior de ingenieros de telecomunicación. Universidad Politécnica de Madrid; 1998. [Citado: s/f] Disponible en: http://oa.upm.es/1322/1/ESTEFANIA_CAAMANO_MARTIN.pdf.
- [12] Sarmiento Sera Antonio. Una pregunta sobre paneles fotovoltaicos. Energía y Tú. 2010. [Citado: 10 de enero de 2015]; 51(5):3. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia51/HTML/articulo05.htm>. ISSN 1028-9925.
- [13] Stolik Novygrad Daniel. Cien preguntas y respuestas sobre la energía fotovoltaica (I). Energía y Tú. 2012. [Citado: 14 de abril de 2015]; 58(3):10. Disponible en: <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia58/HTML/articulo03.htm>. ISSN 1028-9925.

AUTORES

Liomnis Osorio Laurencio

Ingeniero en Telecomunicaciones y Electrónica, Profesor Instructor, Centro de Estudio de Energía y Tecnología Avanzada de Moa (CEETAM), Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa (ISMMM), Holguín, Cuba.
Correo electrónico: losorio@ismm.edu.cu

Reineris Montero Laurencio

Ingeniero Eléctrico, Doctor en Ciencias Técnicas, Profesor Asistente, Centro de Estudio de Energía y Tecnología Avanzada de Moa (CEETAM), Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa (ISMMM), Holguín, Cuba.
Correo electrónico: rmontero@ismm.edu.cu