

Caracterización eléctrica de un sistema fotovoltaico de 3 kWp de potencia conectado a red eléctrica

MEJIAS-BRIZUELA, Nildia†, RUIZ-HERRERA, Sandra, GALÁN-HERNÁNDEZ, Néstor y CORREA-FIERRO, Irving

Unidad Académica de Ingeniería en Energía, Universidad Politécnica de Sinaloa

Recibido Marzo 30, 2017; Aceptado Mayo 28, 2017

Resumen

Se presenta la caracterización eléctrica de un sistema fotovoltaico de 3 kWp conectado a la red eléctrica de baja tensión, a través de paneles solares fotovoltaicos monocristalinos de 250 Wp y fabricación mexicana, empleando un analizador fotovoltaico para la determinación de los parámetros eléctricos I_{sc} , V_{oc} , V_{pmp} , I_{pmp} y P_{max} bajo condiciones reales de irradiancia solar global y temperatura ambiente que permitan la elaboración de las curvas características I-V y P-V de los paneles solares fotovoltaicos en estudio, con el fin de establecer el desempeño de los mismos al compararlos con los datos de fabricación, a través del modelo matemático de un diodo. El estudio se complementa con la determinación teórica mediante programación en MATLAB® de la trayectoria solar, pérdidas por inclinación y orientación y estimación de la energía total anual producida. Los resultados arrojan pérdidas eléctricas en el sistema fotovoltaico debido a defectos presentados en los mismos con el paso del tiempo de vida útil.

Sistema fotovoltaico, Curva I-V, parámetros eléctricos, panel fotovoltaico monocristalino

Abstract

Electrical characterization of a photovoltaic system of 3 kWp connected to the low voltage electrical grid is presented through 250 Wp monocrystalline photovoltaic solar panels and Mexican manufacturing, using a photovoltaic analyzer to determine the electrical parameters I_{sc} , V_{oc} , V_{pmp} , I_{pmp} and P_{max} under conditions real of global solar irradiance and ambient temperature that allow the elaboration of the characteristic curves IV and PV of the photovoltaic solar panels under study, in order to establish the performance of the same when comparing them with the data of Manufacturing, through the mathematical model of a diode. The study is complemented with the theoretical determination by MATLAB programming of the solar path, losses by inclination and orientation and estimation of the total annual energy produced. The results show electrical losses in the photovoltaic system due to defects presented in them with the passage of the life time.

Photovoltaic system, Curve I-V, electric parameters, monocrystaline photovoltaic panel

Citación: MEJIAS-BRIZUELA, Nildia, RUIZ-HERRERA, Sandra, GALÁN-HERNÁNDEZ, Néstor y CORREA-FIERRO, Irving. Caracterización eléctrica de un sistema fotovoltaico de 3 kWp de potencia conectado a red eléctrica. Revista de Sistemas Experimentales. 2017, 4-11: 1- 12.

†Investigador contribuyendo como primer Autor.

Introducción

Una de las problemáticas que enfrenta el sector energético en México, son las tecnologías implementadas para su producción ya que generan gran cantidad de Gases de Efecto Invernadero (GEI), reportándose como el sector con más emisiones, 207 MtCO_{2e} según el último Inventario de Gases de Efecto Invernadero. De allí, el sector de energía eléctrica contribuyó con 126,607.66 GgCO_{2e}, ocupando el segundo lugar a nivel nacional de emisiones totales de GEI.

El gobierno a partir de la Reforma Energética y a través de la Secretaría de Energía (SENER, 2016) crea el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), donde propone metas a partir de la generación de energías limpias para 2018 de 25 %, para 2021 de 30 % y para 2024 de 35 %.

También se prevé que la energía solar al 2029 tenga una capacidad de generación limpia de 1878 MW, dado que México es el tercer país en recibir alta radiación solar, por ser parte del cinturón de radiación solar terrestre (Huacuz, 2016).

La tecnología solar fotovoltaica, está contribuyendo con ello, mostrando desde 2015 a la fecha un crecimiento a través de la disminución considerable de costo de equipos; capacidad de fabricación de paneles solares fotovoltaicos (PSFV) con exportación a Estados Unidos y Latinoamérica (Centro de Estudios en Medio Ambiente y Energías Renovables, 2016) y la instalación de más de 56 MW en generación distribuida (SENER, 2016) conformada por productores de pequeña escala (domésticos y comerciales) cuya generación se puede intercambiar con la red eléctrica o vender a pequeños usuarios.

Cualquier edificio puede entonces ser una pequeña central de generación eléctrica, siempre y cuando cumpla los requerimientos de instalación de sistemas fotovoltaicos establecidos en la normativa oficial mexicana NOM-001-Sede-2012.

Sin embargo, esta tecnología es afectada por la intermitencia del flujo solar que recibe la tierra, plasmado en el ciclo día-noche, la variación en intensidad solar por estaciones del año y lugar geográfico, sombras, temperatura y acumulación de suciedad en la superficie del PSFV entre otros, afectando considerablemente sus propiedades eléctricas (voltaje, corriente, potencia) que repercuten en baja producción energética inyectada a red y finalmente en la inversión realizada y redituabilidad de la misma.

Por ello, la caracterización eléctrica de PSFV es fundamental, pues permite realizar estudios comparativos entre los parámetros eléctricos de fabricación y bajo condiciones normales de trabajo, el dimensionado de SFV ya que se puede predecir la cantidad de energía real generada ante cambios climatológicos, estudios de degradación e inferir problemas de carácter externo como sombras parciales o totales, contactos defectuosos, etc. (Chouder et al., 2012; Kaplanis y Kaplani, 2011; Makrides et al., 2012; Ransome y Woohlgemuth, 2006).

Lo expuesto deja claro que una instalación fotovoltaica será afectada por los parámetros físicos propios de la ubicación geográfica, por lo que es aconsejable dado el crecimiento de ventas que ya se observa en México, la caracterización eléctrica de las mismas a través de metodologías sencillas empleando equipos comerciales de bajo costo, modelos matemáticos alimentados con datos experimentales que informen el desempeño real de PSFV tanto de fabricación mexicana como extranjera.

Sin embargo, no solo los parámetros eléctricos son claves para la caracterización, parámetros como trayectorias solares propias del lugar, orientación, ángulo de inclinación, defectos de fabricación, acumulación de polvo, influyen también en la potencia máxima generada.

Por ello, el objetivo de este trabajo es la caracterización experimental de las propiedades eléctricas de PSFV monocristalinos de 250 Wp y fabricación mexicana que conforman una instalación conectada a la red eléctrica de baja tensión con potencia nominal de 3 kW en la localidad de Mazatlán, Sinaloa, complementado con algunas estimaciones teóricas de otros parámetros físicos.

Metodología a desarrollar

La metodología consta de dos partes, la primera de ella, corresponde a cálculos de geometría solar, estimación de las pérdidas por inclinación y orientación de PSFV y a la generación de energía anual del sistema fotovoltaico, debido a que se consideran parámetros que afectan las propiedades eléctricas de un generador fotovoltaico.

Mientras que, la segunda parte describe la determinación experimental de parámetros eléctricos de los PSFV bajo condiciones variables de irradiación solar para la obtención de las curvas de corriente-voltaje (I-V) y potencia-voltaje (P-V).

Geometría solar

Debido al papel clave que juega el sol en esta tecnología energética, es importante determinar la trayectoria que describe su comportamiento en una ubicación geográfica específica en las distintas épocas del año (solsticios verano-invierno y equinoccios primavera-otoño) o en cualquier día del año.

En lo particular, se determinó para el solsticio de verano (21 de junio de 2017) debido a que teóricamente es el día en el que se alcanza el máximo de horas sol, por lo tanto es una condición favorable para máxima producción energética fotovoltaica y para el solsticio de invierno (21 de diciembre de 2017) por ser teóricamente la condición más crítica para la producción energética, dado que es el día con menos horas sol del año.

La posición del sol para cualquier día y hora del año se puede describir por una serie de parámetros físicos, estimados de acuerdo a las ecuaciones matemáticas presentadas por Colorado et al., 2016, Mendez et al., 2015; Reda y Andreas, 2008 y se describen a continuación.

La declinación (δ) es la posición angular del sol al medio día respecto al plano ecuatorial y se calcula para el hemisferio norte por encontrarse México allí situado:

$$\delta = 23.45 \sin\left(\frac{2\pi(d_n+284)}{365}\right) \quad (1)$$

d_n representa el número de día en el año de trabajo. Así, 21 de junio representa el día 172 del año y 21 de diciembre el día 355.

La altura solar (h) es el ángulo formado por la posición del sol sobre la horizontal, varía según la época del año y se puede obtener por:

$$h = \sin^{-1}(\sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega) \quad (2)$$

Donde ϕ corresponde a la Latitud propia del lugar de la instalación fotovoltaica con un valor de 23.26° , al ubicarse en Mazatlán, Sinaloa, México y ésta entre los paralelos $23^\circ 04' 25''$ y $23^\circ 50' 22''$ N.

ω es el ángulo horario, definido como el desplazamiento del sol positivo o negativo de Este a Oeste del meridiano local. Se puede medir asumiendo que el sol recorre 15° por hora.

Al medio día (12:00 hora solar) vale 0° (caso asumido en este trabajo). Se puede determinar de acuerdo a:

$$\omega = \frac{360(t-12)}{24}; \omega = 180^\circ - (15t_{sv}) \quad (3)$$

Donde t representa la hora solar y t_{sv} el tiempo solar verdadero.

El ángulo cenit (θ_z) es un ángulo complementario a la altura solar y se da entre la vertical del observador y la línea al sol, tomando valores de 0° a 90° . Se calcula con la siguiente ecuación:

$$\theta_z = \cos^{-1}(\cos \delta \cos \omega \cos \phi + \sin \delta \sin \phi) \quad (4)$$

Mientras que, el ángulo acimut (Z) es el que forma el hemisferio Norte con el Sur (definido así porque México se ubica allí), es decir, es una desviación al Este u Oeste del Sur. Por lo tanto, depende de valores locales como la latitud y declinación solar. Se puede calcular al amanecer (Orto), al ocaso o por hora. Al mediodía vale 0° ó 180° dependiendo de las variables locales mencionadas. Las ecuaciones son:

Para cualquier hora:

$$Z = \sin^{-1} \left(\frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos h} \right) \quad (5)$$

Para el Orto y el Ocaso:

$$Z = \sin^{-1}(\cos \delta * \sin \omega_0) \quad (6)$$

Donde ω_0 es el ángulo horario para el orto y el ocaso dado por:

$$\omega_0 = \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta) \quad (7)$$

La duración del día solar también se determinó para cada uno de los solsticios de acuerdo a la ecuación:

$$D = \frac{2\omega_0}{15} \quad (8)$$

El ángulo de inclinación (β) de los PSFV es el ángulo que forma la superficie de cada uno de ellos respecto al plano horizontal. Puede determinarse mediante:

$$\beta = 180^\circ - (Altura \ solar) - 90^\circ \quad (9)$$

Sin embargo, para instalaciones fotovoltaicas fijas se puede utilizar un ángulo de inclinación igual a la Latitud de la localidad basado en algunas referencias bibliográficas (Maril, 2011).

Las ecuaciones matemáticas se programaron en MATLAB® para facilidad de cálculo y realización de gráficos.

Estimación de pérdidas de energía por inclinación y orientación

La orientación e inclinación de PSFV es algo de suma importancia para la instalación de un generador fotovoltaico, ya que de ello depende la captación de la mayor radiación solar y por tanto la maximización de la eficiencia de PSFV, principalmente cuando estas instalaciones son fijas (caso particular en este trabajo) donde es imposible mantener el panel totalmente perpendicular al sol, aun cuando el diseño se realice para que absorban la mayor cantidad posible de energía solar.

Como método de cálculo del porcentaje de pérdida eléctrica se empleó la ecuación diseñada por el Código Técnico de la Edificación de España (CTE, 2009) ya que el ámbito de aplicación cabe perfectamente para el caso de estudio, porque la instalación fotovoltaica se ubica en el techo plano de un edificio administrativo y es conectado a red eléctrica. Es de resaltar que México también cuenta con un Código de Edificación, en el que se mencionan las instalaciones fotovoltaicas, pero no especifica ningún cálculo relacionado con ellas.

Basado en el CTE, las pérdidas eléctricas independientemente el terreno de instalación se estiman en función del ángulo de inclinación (β), el ángulo acimut (Z) y la latitud (ϕ) a través de la siguiente ecuación:

$$\% \text{ Pérdidas} = 100[1.2 * 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2 + (3.5 * 10^{-5} * Z^2)] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (7)$$

Se asumen valores de ϕ igual a 23.26° N, Z igual a 0° (por orientación al Sur de los PSFV que conforman el sistema fotovoltaico) y β igual 23.2° .

También se pueden estimar los límites de β máximo y mínimo, de acuerdo a corrección de la latitud del lugar. Se asume para ello, una latitud máxima de 41° N, se emplea la Figura 1 para determinar los ángulos para tal latitud y se establece un máximo de pérdidas eléctricas por inclinación del 10 % (debido a que la instalación fotovoltaica se encuentra en un terreno plano, descrito por el CTE como caso general).

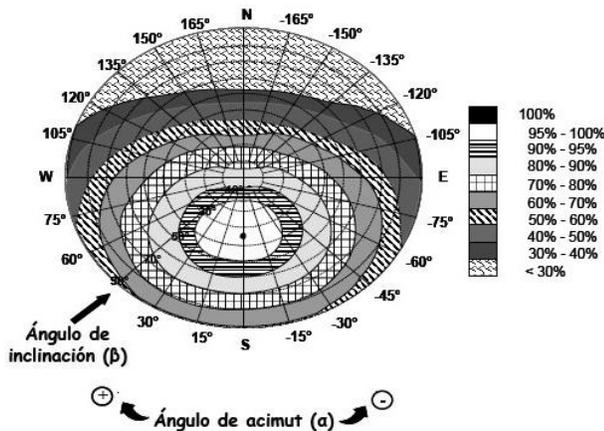


Figura 1 Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación
Fuente: CTE de España

Mediante intersección del punto límite de pérdidas con la recta del ángulo acimut se obtienen los valores de $\beta_{\text{máx}}$ (60°) y $\beta_{\text{mín}}$ (7°).

Ello se sustituye en las siguientes ecuaciones:

$$\beta_{\text{max}} = \beta_{\text{max}(\phi=41^\circ)} - (41^\circ - \phi_{\text{localidad}}) \quad (8)$$

$$\beta_{\text{min}} = \beta_{\text{min}(\phi=41^\circ)} - (41^\circ - \phi_{\text{localidad}}) \quad (9)$$

Estimación de la producción total anual de energía

La estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red (SFVR) ha sido ampliamente estudiada encontrando desde métodos y modelos para simulación hasta métodos simplificados de cálculo y actualmente cálculos en páginas Web (Abella, 2004; Gandolfo et al., 2011; Masa, 2014; PVGIS, 2016). En muchos casos, se reportan discrepancias entre la predicción teórica y la energía real inyectada a red, por la intermitencia de la fuente renovable, pero pueden considerarse una opción comparativa siempre y cuando no superen el 10 % de margen de error.

En este trabajo se presenta una metodología sencilla, ya que se estimó la energía total anual producida (en kWh y sin tomar en cuenta pérdidas por temperatura, suciedad, cableado, etc.) a partir de la ecuación de Wiginton, Nguyen y Pearce, 2010 que toma en cuenta la eficiencia del panel y la irradiación solar global diaria. La fórmula es:

$$E = I_{\text{md}} * 365 * e * A_{\text{pv}} \quad (10)$$

Donde I_{md} representa la media diaria de irradiación solar global en un plano horizontal (para Mazatlán, Sinaloa corresponde a un valor de $5.02 \text{ kWh/m}^2\text{d}$ de acuerdo a reportes de la Aeronáutica Nacional y Administración Espacial de los Estados Unidos de América (NASA, 2010); A_{pv} representa el área que se dispone para la instalación fotovoltaica respecto a la superficie total del terreno y e representa la eficiencia de los paneles solares fotovoltaicos.

A modo comparativo, se hizo el mismo cálculo considerando ahora un coeficiente que evalúa la calidad de una instalación fotovoltaica independientemente de la orientación e inclinación, conocido como *Performance Ratio* (*PR*) o rendimiento energético, que incluye pérdidas energéticas asociadas a la temperatura, eficiencia del cableado y la suciedad en la instalación, ajustando un factor por defecto de 0,8 que supone una disposición óptima del sistema y sin pérdidas por sombras. Se emplea la misma fórmula de Wiginton, multiplicándola ahora por este factor *PR* (Martín y Dominguez, 2015).

Determinación experimental de parámetros eléctricos (Curvas I-V, VP)

Los parámetros I-V (corriente-voltaje) son los que describen el comportamiento eléctrico en los terminales de un PSFV, determinados bajo Condiciones Estándares de Medida (Estándar Test Condition, STC) suministrados por el fabricante de los mismos y necesarios para el diseño del generador fotovoltaico. Fundamentales son: la corriente de cortocircuito, el voltaje de circuito abierto y la potencia máxima que entrega el panel. La Tabla 1 muestra los parámetros eléctricos que caracterizan los PSFV que conforman el generador fotovoltaico bajo STC ($I_r=1000 \text{ W/m}^2$, $T_{\text{celda}}= 25^\circ\text{C}$, Distribución espectral= AM 1,5 e Incidencia normal al panel).

| Parámetro | Valor |
|--|-------------|
| Voltaje en circuito abierto (V_{OC}) | 37.70 V |
| Corriente de Cortocircuito (I_{SC}) | 8.80 A |
| Potencia máxima en SCT ($P_{m\acute{a}x}$) | 250 W |
| Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{pmp}) | 30.0 V |
| Corriente en el punto de máxima potencia (I_{pmp}) | 8.34 A |
| Temperatura de operación | -40° a 90°C |
| Eficiencia (e) | 15.40 % |
| Numero de celdas | 60 (6x10) |

Tabla 1 Parámetros eléctricos bajo condiciones STC de PSFV que conforman el generador fotovoltaico

Fuente: Fabricante

El generador fotovoltaico consta de 2 ramas fotovoltaicas compuestas cada una por 6 PSFV base Si monocristalino interconectados en serie, anclados a una estructura metálica fija, orientados al Sur y con ángulo de inclinación igual a latitud de la localidad 23.2° .

Los datos de la Tabla 1 sirven de referencia para las pruebas experimentales que se realizaron para determinar el desempeño de los PSFV durante el mes de mayo de 2017 bajo condiciones meteorológicas propias del lugar, relacionadas con la variación de irradiación solar y temperatura ambiente.

La irradiación solar se determinó mediante un piranómetro fotovoltaico portátil Kimo, los datos eléctricos mediante un analizador de paneles solares Prova 210 y la temperatura ambiente mediante una estación meteorológica Advantage Pro2. Las medidas se realizaron considerando solo las variaciones de irradiación solar durante la media mensual de horas sol pico presentes en la localidad (NASA, 2010), debido a que otros parámetros que pueden ser considerados para la caracterización eléctrica como el ángulo de inclinación es fijo y los efectos de sombra sobre la instalación es nulo, ya que por estar en el techo de un edificio no se presenta alrededor ningún obstáculo (árboles o montañas) que incidan negativamente sobre la captación solar.

El analizador de PSFV genera una resistencia inicial con el objetivo de bloquear el paso de corriente y disminuye en unos pocos segundos hasta ser nula, punto en el cual el PSFV se encuentra en cortocircuito. En este instante se mide el flujo de corriente desde su valor mínimo (cero) hasta la máxima corriente que genera a partir de la radiación solar que incide de forma instantánea, registrando al mismo tiempo el Voltaje y la Potencia. A partir de allí, se puede estimar las curvas características I-V y V-P.

Dichas curvas se obtienen empleando el modelo de un diodo, que describe el comportamiento de la celda solar fotovoltaica, a través de la siguiente ecuación:

$$I = I_1 - I_0 \left[\exp\left(\frac{V+IR_s}{mv_t}\right) - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_p} \quad (10)$$

Donde I_1 es la corriente fotogenerada, I_0 es la corriente inversa de saturación del diodo, v_t es el voltaje térmico ($v_t = KT/e$, siendo K la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin y e la carga del electrón), m es el factor de idealidad del diodo, R_s es la resistencia serie y R_p la resistencia paralelo.

Para el caso de un PSFV, su característica eléctrica depende del número de celdas solares en serie y en paralelo que tenga. Suponiendo que, todas son iguales la corriente generada por el PSFV sería la corriente de la celda multiplicada por el número de celdas en paralelo ($I_p = I_c * N_p$) y el voltaje sería igual al voltaje de la celda multiplicado por el número de celdas en serie ($V_p = V_c * N_s$), donde N_p y N_s son el número de celdas en paralelo y en serie respectivamente que contiene el PSFV empleado. Así, al combinar estas ecuaciones se obtiene la curva característica del PSFV formado por celdas iguales

$$I = N_p \left[I_1 - I_0 \left(\exp\left(\frac{V+IR_s}{\frac{N_s}{N_p}mv_t}\right) - 1 \right) - \frac{V+IR_s/N_p}{R_p} \right] \quad (11)$$

Esta ecuación muestra el mismo comportamiento que la característica I-V de la celda solar fotovoltaica, por ello en la práctica al hablar de la curva característica y parámetros fundamentales de un PSFV, se hace referencia a la ecuación (10) tomando en cuenta los parámetros significativos del mismo (I_{sc} , V_{oc} , $P_{m\acute{a}x}$, V_{pmp} , I_{pmp}).

Finalmente, se realiza un control para el tratamiento de los datos mediante programa desarrollado en MATLAB[®], donde los datos medidos se introducen y el programa los traslada a Condiciones Estándar de Medida (SCT). Es decir, se corrigen los valores I_{sc} y V_{oc} a los niveles deseados de irradiancia y temperatura tomando en cuenta los valores de I_{sc} , V_{oc} , temperatura e irradiancia en condiciones experimentales, además de otros parámetros propios de fabricación como los coeficientes de temperatura α y β . Posteriormente se traslada toda la curva I-V hasta la I_{sc} y V_{oc} corregidas. La Figura 2 muestra el código de programación utilizado.

```

2 - clear all;
3 - k = (1.3806*10^(-23));
4 - q = (1.60217*10^(-19));
5 - Iscn=8.80;
6 - Vocn=37.7;
7 - Kv=-0.32;
8 - Ki=0.0037;
9 - Ns=60;
10 - T=25+273;
11 - Tn=25+273;
12 - Gn=1000;
13 - a=1.5;
14 - Eg=1.12;
15 - G=959;
16 - Vmpp=30.0;
17 - Imp=0.34;
18 - Rp=415.405;
19 - .
20 - Vcn= Ns * (k*Tn/q);
21 - Ion = Iscn / ((exp(Vocn/(a*Vcn))-1));
22 -
23 - Io = Ion * ((Tn/T)^3) * exp(((q*Eg/(a*k)) * ((1/Tn) - (1/T))));
24 - Rs=.221;
25 -
26 - %Ipn = Iscn;
27 -
28 - Ipv = (Iscn + Ki*(T-Tn)) * (G/Gn);
29 -
30 - Vt = Ns*(k*T/q);
31 - I = zeros((Vocn*10),1);
32 - i=1;
33 - I(1,1)=0;
34 -
35 -
36 - for V=0:0.1:Vocn
37 - Id = Io*(exp((V+(I(1,1)*Rs))/(Vt*a))-3);
38 - I(i+1) = Ipv - Id;
39 - V(i)=V;
40 - P(i)=V*I(i);
41 - i=i+1;
42 - end
43 - V(i)-V(i-1);
44 - P(i) = P(i-1);
45 - plot(V(i), P);
46 - hold on;
47 -

```

Figura 2 Código de programación en MATLAB[®] para la obtención de las curvas características I-V de PSFV
Fuente: Elaboración propia

La eficiencia (η) de un dispositivo eléctrico es la manera común de definir la calidad del mismo. Para el caso del generador fotovoltaico, se calcula respecto a la relación entre la máxima potencia generada por el dispositivo y la cantidad de radiación solar incidente en el dispositivo completo, entendiéndose por dispositivo completo toda el área que conforma el PSFV (Fernández, 2009).

MEJIAS-BRIZUELA, Nildia, RUIZ-HERRERA, Sandra, GALÁN-HERNÁNDEZ, Néstor y CORREA-FIERRO, Irving. Caracterización eléctrica de un sistema fotovoltaico de 3 kWp de potencia conectado a red eléctrica. Revista de Sistemas Experimentales. 2017.

$$\eta_{\text{área total}} = \frac{P_{\text{máx}}}{A_{\text{total}} * E_{\text{total}}} \quad (12)$$

Resultados

Geometría solar

La Tabla 2 muestra el valor obtenido para cada uno de los parámetros solares determinados para los solsticios de verano e invierno 2017 respetivamente usando como hora base el mediodía solar en la localidad de la instalación fotovoltaica.

| Parámetro solar | Valor obtenido | |
|-----------------------------------|----------------------------------|--------------------|
| | Solsticio verano | Solsticio invierno |
| Declinación (δ) | 23.45° | -23.45° |
| Altura (h) | 89.2° | 43.3° |
| Cenit (θ) | 1.0° | 46.7° |
| Acimut (Z) | 0° (12:00) 64.3° E 64.3° O | |
| Ángulo de inclinación (β) | 0.7° | 46.7° |
| Duración del día | 13.5 h | 10.6 h |

Tabla 2 Parámetros solares determinados para los solsticios 2017 en la localidad de la instalación solar fotovoltaica

Fuente: *Elaboración propia*

De allí se desprende que la altura máxima del sol para el solsticio de verano al mediodía está casi en el cenit con una duración del día de casi 14 horas, un ángulo horario al amanecer mayor a 90° (100.7°) y el acimut del orto se produce entre el Este y el Noreste y el acimut del ocaso se produce más allá del Oeste. Mientras que, para el solsticio de invierno la altura máxima del sol al mediodía está muy alejado del cenit, el día no dura más de 12 horas con un ángulo horario menor a 90° (64.3°). En cuanto al ángulo de inclinación es de esperar cambie en invierno respecto al verano, pero para fines prácticos y debido a que la instalación fotovoltaica referida es fija, se utiliza para todo el año una inclinación de Latitud local, siendo β exactamente de 23.2° con orientación Sur.

Estos resultados conllevan a obtener el gráfico de recorrido o trayectoria solar para cada uno de los solsticios 2017, de color rojo para el solsticio de verano y de color azul para el solsticio de invierno.

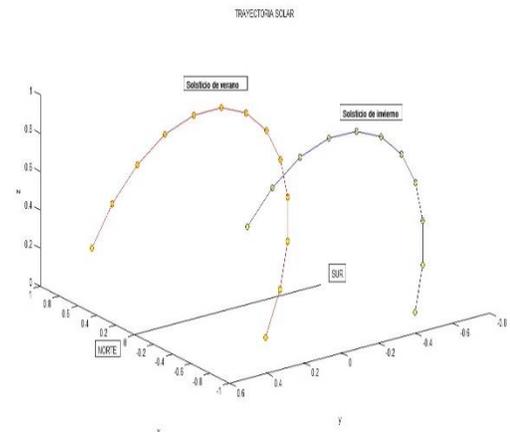


Gráfico 1. Trayectoria del sol para los solsticios (21 de junio y diciembre) de 2017 en la localidad de la instalación solar fotovoltaica. (Fuente: *Elaboración propia*).

Pérdidas por inclinación y orientación

De acuerdo a las ecuaciones planteadas, se presenta la Tabla 3 con los resultados obtenidos, donde se observa que existe poca diferencia entre el ángulo de inclinación máximo respecto al calculado en el apartado de trayectoria solar y existe coincidencia para el ángulo de inclinación mínimo dada la condición de la ecuación 8b, ya que la inclinación mínima deber ser de 5 grados. Mientras que, la cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema fotovoltaico como consecuencia de no tener la inclinación óptima es de 1.2 %, lo que finalmente conlleva a decir que es relativamente insignificante y la inclinación basada en la latitud del lugar es aceptada como ideal para un aprovechamiento óptimo de la energía solar.

| | |
|--|-------|
| Inclinación máxima por corrección en la latitud del lugar de instalación | 42.3° |
| Inclinación mínima por corrección en la latitud del lugar de instalación | -7.7° |
| Porcentaje de pérdidas por inclinación y orientación | 1.2 % |

Tabla 3 Porcentaje de pérdidas por inclinación y orientación, así como inclinación máxima y mínima del sistema fotovoltaico instalado

Fuente: *Elaboración propia*

Estimación de la producción total anual de energía

La producción total anual de energía de la instalación fotovoltaica sin pérdidas para cada rama fotovoltaica es de 2,878.18 kWh, sumando un total de 5,756.35 kWh. Al corroborar el valor asumido de *PR*, que considera pérdidas energéticas asociadas a rendimientos de conversión DC/AC y al hecho de que el rendimiento de los PSFV en la realidad es inferior al indicado como potencia nominal debido a que la temperatura de operación siempre va a ser superior a 25°C, se tiene un estimación de la producción energética al año de 4,605.08 kWh.

Curvas I-V y V-P

Para el comportamiento eléctrico del sistema fotovoltaico se escogió un PSFV de cada rama instalada, después de haber comprobado que en campo es similar el comportamiento de los parámetros fundamentales (I_{SC} , V_{OC} , I_{mpm} y V_{mpm}) al exponerlos a condiciones de variación de irradiancia solar y temperatura ambiente. Al realizar las mediciones se observa que tanto el voltaje como la corriente en el punto de máxima potencia y por tanto la potencia máxima presentan variaciones respecto a los valores STC, tomando en cuenta el máximo valor de irradiancia solar recibida (959 W/m²).

| Parámetro | Valor obtenido a $I_{Máx}$ recibida |
|---------------|-------------------------------------|
| V_{OC} (V) | 33.76 |
| I_{SC} (A) | 7.97 |
| V_{pmp} (V) | 26.35 |
| I_{pmp} (A) | 7.82 |
| $P_{máx}$ (W) | 206,0 |

Tabla 4 Parámetros de PSFV obtenidos en campo a la máxima irradiancia solar experimentada, ángulo de inclinación fijo y temperatura ambiente promedio de 29°C

Fuente: *Elaboración propia*

De acuerdo a ello existe aproximadamente un 18 % de pérdida en la potencia neta de salida, debido a que la incidencia de radiación solar no es completamente perpendicular al sistema fotovoltaico por no encontrarse aún el verano o a que los PSFV estudiados están presentando actualmente problemas de coloración amarillenta en algunas celdas solares fotovoltaicas (concretamente en los fingers: líneas blancas más estrechas entre las celdas que transportan la electricidad hasta el busbar, que son las líneas perpendiculares a los fingers).

El Gráfico 2 y 3 muestran las curvas características I-V y P-V de PSFV a diferentes irradiancias solar recibidas, una vez obtenida la media de las mediciones realizadas en el tiempo de HSP estimado. De acuerdo a ello, se corrobora que la corriente es proporcional a la radiación solar incidente sobre el panel y el voltaje es aproximadamente constante. De igual manera, al ser la potencia de salida dependiente del voltaje y la corriente esta es proporcional también a la irradiancia solar recibida.

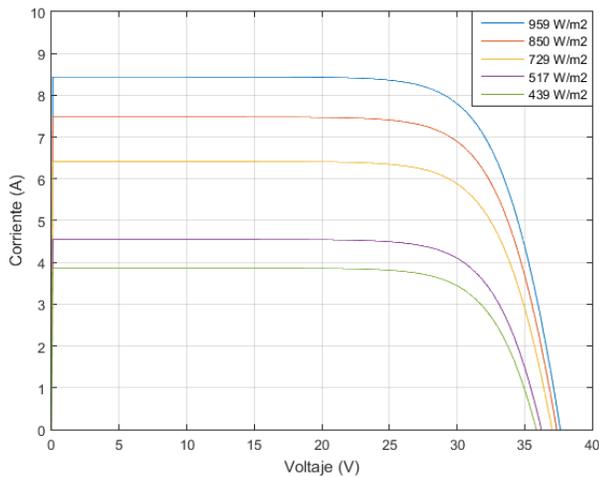


Gráfico 2 Curva I-V de PSFV respecto a diferentes valores de irradiancia solar a una temperatura ambiente promedio de 29°C y ángulo de inclinación fijo

Fuente: *Elaboración propia*

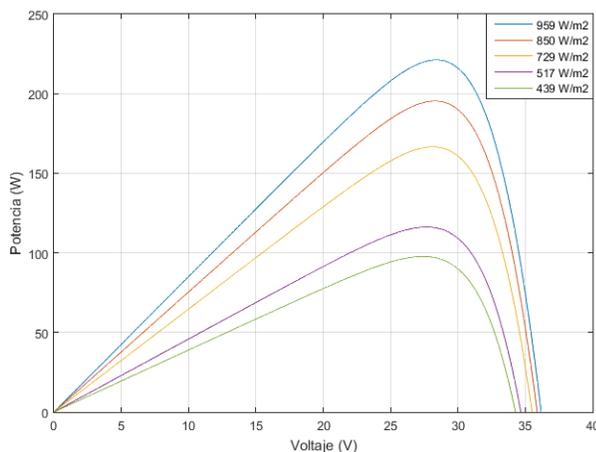


Gráfico 3 Curva P-V de PSFV respecto a diferentes valores de irradiancia solar a una temperatura ambiente promedio de 29°C y ángulo de inclinación fijo

Fuente: *Elaboración propia*

Agradecimiento

Los autores agradecen por su apoyo al Programa para el Desarrollo Profesional Docente para el tipo Superior (PRODEP) de la Dirección General de Educación Superior Universitaria de México, bajo la convocatoria de Apoyo a Nuevos Profesores de Tiempo Completo de Universidades Nacionales.

Conclusiones

Los parámetros eléctricos dan cuenta del rendimiento de PSFV y permiten la detección de problemas de funcionamiento, facilitan la comparación de sistemas con los parámetros facilitados por el fabricante y permiten la validación de modelos para estimar el rendimiento del sistema en la fase de diseño.

El estudio realizado muestra diferencias en lo experimental respecto a los valores reportados bajo Condiciones Estándar de Medidas, ya que la máxima irradiancia solar alcanzada fue de 959 W/m² y temperatura ambiente promedio mensual de 29°C, lo que conllevó a pérdidas, por no existir para el tiempo de medición una incidencia solar totalmente perpendicular, además de presentar los PSFV estudiados efectos de coloración. Las pérdidas tanto en V_{OC} , I_{SC} , I_{pmp} y V_{pmp} no superan el 10 %, mientras que para la potencia es del 18 %.

Las pérdidas por inclinación y orientación están dentro del 10 % ajustado al tipo de instalaciones del generador fotovoltaico.

Los parámetros de geometría solar contribuyen a la caracterización del sistema fotovoltaico ya que determinar el ángulo de inclinación óptimo (sobre todo para instalaciones fijas) es de suma importancia para el rendimiento de las propiedades eléctricas de los PSFV que conforman la instalación.

Los trabajos a futuro conllevan a realizar mediciones en campo durante el verano y el invierno, para tener un histórico anual; a realizar una caracterización de los PSFV a las temperaturas que experimenten los mismos; a estudiar pérdidas eléctricas de DC/AC por inclusión del inversor y la energía eléctrica inyectada a red y finalmente, a estudiar el comportamiento eléctrico por daños presentes a causa del tiempo de uso de los PSFV respecto al tiempo de vida útil.

Referencias

- Abella, M. A., Chenlo F. (2004). A model for energy production estimation of PV grid connected systems based on energetic losses and experimental data. *On site diagnosis*, 19, 2447-2450. Recuperado de:
- Aeronáutica Nacional y Administración Espacial. (2010). Insolation incident on a horizontal surface: 22-year monthly & anual average. Recuperado de: https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/global/text/global_radiation.
- Cayetano, F., Gonzales R., Katt A. y Cruz A. (2015). Sistema fotovoltaico para autoconsumo en uso residencial en Nanchital, Veracruz. *Rev. de Tecnología e Innovación*, 2(4), 717-728. Recuperado de: <http://www.ecorfan.org/bolivia/researchjournals>
- Centro de Estudios en Medio Ambiente y Energías Renovables (2016). Energía Solar en México. Recuperado de: <http://www.cemaer.org/energia-solar-en-mexico>.
- Chouder, A., Silvestre, S., Sadaoui N. y Rahmani, L. (2012). Modeling and simulation of a grid connected PV system based on the evaluation of main PV module parameters. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 20, 46–58. DOI: 10.1016/j.simpat.2011.08.011
- Colorado-Garrido, D., Herrera-Romero J., Canela-Nieves, F. y Escobedo-Trujillo B. (2016). Instalación y evaluación preliminar de un sistema fotovoltaico en zona costera. *Rev. de Investigación y Desarrollo*, 2(5), 32-41. Recuperado de: <http://www.ecorfan.org/spain/researchjournals>. Coordenadas geográficas de Mazatlán-Sinaloa, longitud y latitud. (2017, Julio 9). Recuperado de: <http://www.verfotosde.org/mexico/coordenadasphp?Mazatlan&id=1799>.
- Fernández-Ferichola, J. (2009). Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil (Tesis de maestría). Recuperado de <http://hdl.handle.net/10016/6037>
- Gandolfo, D.C., Molina M. G. y Patiño H. D. (2011). Estimación de la energía generada por sistemas fotovoltaicos mediante redes neuronales artificiales. En D. Pasquevich (Presidencia), Cuarto Congreso Nacional-Tercer Congreso Iberoamericano de Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía HYFUSEN 2011 llevado a cabo en Mar del Plata Argentina.
- Huacuz, J. M. (2016). *Energías renovables en el IIE, punto de apoyo para la transición energética de México*. Ciudad de México, México: IIE. ISBN: 978-607-8182-07-7.
- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (2017). Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero. México. Ed. INECC. Recuperado de: <http://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas>
- Kaplanis S. y Kaplani, E. (2011). Energy performance and degradation over 20 years performance of BP c-Si PV modules. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 19(4), 1201–1211. DOI: 10.1016/j.simpat.2010.07.009.
- Makrides, G., Zinsser B., Norton M. y Georgiou G. E. (2012). Performance of photovoltaics under actual operating conditions. En V. Fthenakis (Ed.), *Third Generation Photovoltaics*. Estados Unidos de América: InTech. DOI: 10.5772/27386. ISBN: 978-953-51-0304-2.
- Maril, P. (2011). Instalación de sistemas para suministro de electricidad por energía solar [Material de clase]. Localidades. Buenos Aires, Argentina.

Martín-Ávila, A.M., Domínguez-Bravo. J. (2015). Desarrollo de un modelo geográfico para la evaluación del potencial fotovoltaico en entornos urbanos En J. De la Riva, P. Ibarra, R. Montorio, M. Rodríguez (Eds.), *Análisis espacial y representación geográfica: innovación y aplicación* (pp. 709-718). Zaragoza, España: Editorial Universidad de Zaragoza-AGE. ISBN: 978-84-92522-95-8.

Masa-Bote, D. (2014). Contribución a la integración de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Recurso solar y predicción de generación (Tesis de maestría). Recuperado de: http://oa.upm.es/29110/1/DANIEL_MASA_BOTE.pdf

Mendez-Pérez I. y Gómez-Azpeitia G. (2015). Conceptos generales. En A. Tejeda-Martinez y G. Gómez-Aspeitia (Ed.), *Prontuario Solar de México* (pp.15-21). Colima, México: Editorial Universidad de Colima, Universidad Veracruzana. ISBN: 978-607-835645-4.

Ministerio de la Presidencia Española (2009). Sección HE 5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica. En *Documento básico HE ahorro de energía del Real Decreto 314/2006: Código Técnico de la Edificación* (pp. 95,96). Madrid, España: Boletín Oficial del Estado. Recuperado de: <https://www.boe.es>.

PVGis Softwares and calculators. Recuperado de: <http://photovoltaic-software.com/pvgis.php>

Ransome, S. J., y Woohlgemuth J. H. (2002). kWh/kWp dependency on PV technology and balance of systems performance. En J. Benner (Ed.), *Conference Record of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference* (pp. 1420-1423). Nueva Orleans, Estados Unidos de América: IEEE. DOI:10.1109/PVSC.2002.1190875.

Reda, I. y Andreas, A. (2008). *Solar position algorithm for solar radiation applications* (Reporte Técnico 34302). Golden, Estados Unidos de América: NREL. Recuperado de <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/34302.pdf>

Secretaría de Energía. (2016). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031 PRODESEN. México. SENER Recuperado de: <http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf>.

Secretaría de Energía. (2016). Reporte de Avance de Energías Limpias 2015. Boletín de prensa 090 publicado el 31 de julio de 2016 y actualizado el 20 de junio de 2017. Recuperado de: <http://www.gob.mx/sener/prensa>.

Wiginton, L.K., Nguyen, H. T., Pearce, J.M. (2010). Quantifying Solar Photovoltaic Potential on a Large Scale for Renewable Energy Regional Policy. *Computers, Environment and Urban Systems*, 34(4), 345-357. DOI: 10.1016/j.compenurbsys.2010.01.001.