

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL



FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

MANUAL TÉCNICO

APLICATIVO

**SIMULACIÓN DEL POTENCIAL TÉCNICO Y ECONÓMICO
PARA LA TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

Autores

Navarro Vélez Santiago Isaac
Romero Gómez Emilio José

Directores

Ing. Roberto Rojas, Ph.D.
Ing. Soria Rafael, D.Sc.

Quito-Ecuador
2020

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	1
2.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO.....	2
2.1.	Definiciones básicas.....	2
	Latitud (ϕ).....	2
	Inclinación del panel (β)	2
	Angulo horario (ω)	2
	Declinación (δ)	3
	Consideraciones del modelo.....	3
2.2.	Radiación total anual	4
2.3.	Estimación de rendimiento global (PR).....	5
2.4.	Cálculo de la potencia pico del arreglo fotovoltaico	6
2.5.	Generación eléctrica.....	8
2.6.	Inversión	8
2.7.	Costo nivelado de energía (LCOE)	8
2.8.	Valor Actual Neto (VAN)	9
2.9.	Tasa Interna de Retorno (TIR)	9
2.10.	Factor de planta (FC).....	10
	BIBLIOGRAFÍA	11

1. INTRODUCCIÓN

La radiación solar es energía radiante proveniente del sol. Al atravesar la atmósfera terrestre, esta radiación atenuada por las moléculas que componen el aire, otros gases (vapor de agua, CO₂), aerosoles, material particulado, etc. Esta atenuación incluye la absorción y la dispersión de la radiación. La radiación que llega a la Tierra es conocida como radiación global (I) y está conformada por tres componentes, la radiación directa (I_b), radiación difusa (I_d) y la componente de radiación reflejada. La radiación directa llega a la superficie terrestre sin cambios de dirección, mientras que la radiación difusa es el producto de los múltiples cambios de dirección de los rayos solares al atravesar la atmósfera [1].

Una forma de aprovechar de forma energética la radiación solar en la superficie terrestre es mediante el uso de paneles fotovoltaicos. Es por esto que, para conocer la energía que puede generar una instalación fotovoltaica es necesario tener información de la radiación disponible en el sitio de implementación. Se consideran dos tipos de dimensionamiento: el requerido, que calcula la potencia necesaria para satisfacer el consumo eléctrico de la vivienda; y, el disponible, que calcula la potencia que es posible instalar dada el área en el techo de la vivienda

En Ecuador se utiliza la regulación ARCONEL 003, la cual promueve el uso de sistemas de microgeneración fotovoltaica distribuida. Si el sistema instalado genera excedentes de energía, este se toma como crédito a favor del usuario en un plazo máximo de 24 meses. El uso de sistemas fotovoltaicos es casi nulo en el peso de la matriz energética, los proyectos generados son en su mayoría para zonas rurales debido a que el costo de extensiones de cableado eléctrico es elevado. Hay una falta de información en la población acerca del beneficio económico que se puede obtener, incluso desconocen la regulación ARCONEL 003. La energía generada puede ser usada para satisfacer el consumo energético total o parcial de una vivienda; sin embargo, es necesario conocer si es rentable su utilización. Para medir la rentabilidad se usan los de indicadores económicos como lo es el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). La evaluación de estos indicadores proporcionará una idea a la persona si es beneficioso o no del uso de paneles fotovoltaicos en su hogar.

Por consiguiente, se ha generado la programación de una página web, que toma en cuenta áreas y consumos del usuario, además de un modelo generado en estudios del antiguo MEER, la radiación es tomada de la base de datos del NREL (The National Renewable Energy

Laboratory) y corresponden a la zona urbana y la zona rural a urbanizarse del DMQ (Distrito Metropolitano de Quito). Generando los cálculos necesarios para el análisis de la generación eléctrica fotovoltaica que se detallan en este documento, al igual, se muestran los cálculos de indicadores económicos.

2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

2.1. Definiciones básicas

Para el dimensionamiento fotovoltaico es necesario conocer los ángulos representativos de los rayos solares, los cuales, definen la relación geométrica entre una superficie orientada en cualquier dirección sobre la superficie de la Tierra y los rayos solares. A continuación, se definen estos ángulos.

Latitud (\emptyset)

Es la localización angular al norte o sur del línea ecuatorial, siendo el norte positivo ($-90^\circ \leq \emptyset \leq 90^\circ$) [1].

Inclinación del panel (β)

Es el ángulo entre el panel solar y la horizontal ($0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$) [1].

Angulo horario (ω)

Es el desplazamiento angular del sol del este al oeste respecto al meridiano local, debido a la rotación de la tierra (15° por hora), siendo en la mañana negativo, al medio día cero y en la tarde positivo[1].

Tabla 1. Ángulo horario ω para las horas con radiación del día

Hora del día	Ángulo horario (ω)
6:00	-90°
7:00	-75°
8:00	-60°
9:00	-45°
10:00	-30°
11:00	-15°
12:00	0°
13:00	15°
14:00	30°
15:00	45°
16:00	60°
17:00	75°
18:00	90°

(Fuente: [1])

Declinación (δ)

Al mismo tiempo que la Tierra gira alrededor del sol, formando el plano de la eclíptica (movimiento de traslación), la Tierra gira alrededor de su propio eje (movimiento de rotación). El ángulo que forma la proyección de la línea ecuatorial terrestre con el plano de la eclíptica, y que tiene un valor máximo de $23,45^\circ$, recibe el nombre de declinación (δ). El ángulo de la declinación se puede ver en el gráfico 1.

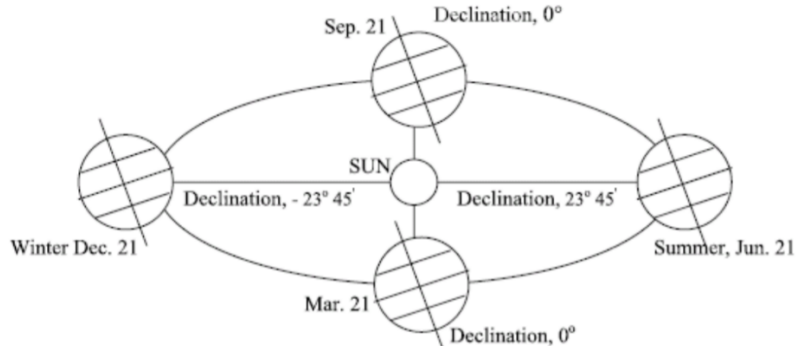


Gráfico 1. Valor de la declinación durante las estaciones del año

(Fuente: [2])

Su valor variará durante el año en un valor de $\pm 23,45^\circ$ y viene dado por la ecuación de Cooper (1969) [1].

$$\delta = 23,45 * \text{sen} \left(360 * \frac{284 + n}{365} \right)$$

Ecuación 1

Donde:

n = día del año ($1 \leq n \leq 365$ para un año típico)

Consideraciones del modelo

Para el modelo simulado se asumieron los valores descritos en la tabla 3, tomando en cuenta que se dimensiona para el Distrito Metropolitano de Quito.

Tabla 3. Valores considerados para el modelo

Valores asumidos		
Inclinación del panel	β	10°
Reflectancia del suelo	ρ	0,3
Rendimiento global del sistema	PR	0,72
Tasa de descuento	i	0,13
Vida útil de la instalación	n	20 años

2.2. Radiación total anual

La información de radiación meteorológica disponible esta medida sobre una superficie del captador horizontal, sin embargo el panel fotovoltaico a instalarse debe contar con un ángulo de inclinación (β). Es necesario estimar la relación que existe entre la radiación recibida sobre la superficie inclinada respecto a la horizontal, para ello se calcula el factor geométrico R .

Se empezara calculando el factor geométrico R_b el cual relaciona la radiación solar directa sobre la superficie del captador inclinado respecto a una superficie horizontal, el factor R_b posteriormente será utilizado para calcular el factor R [1]. Puede expresarse según la siguiente expresión:

$$R_b = \frac{I_{b,t}}{I_b} = \frac{\cos(\phi + \beta) * \cos \delta * \cos \omega + \sin(\phi + \beta) * \sin \delta}{\cos \phi * \cos \delta * \cos \omega + \sin \phi * \sin \delta}$$

Ecuación 2

La radiación total por hora sobre una superficie inclinada se puede expresar como:

$$I_T = R * I$$

Ecuación 3

Donde I es la radiación global diaria sobre una superficie horizontal y R es el cociente entre la radiación total sobre superficie inclinada respecto a una superficie horizontal. El factor R evalúa separadamente los componentes de radiación directa, radiación difusa y la radiación reflejada por la superficie terrestre, siendo ρ la reflectancia del suelo y los factores $(1 + \cos \beta)/2$ y $(1 - \cos \beta)/2$ son los factores de vista de la superficie inclinada y el cielo, y de la superficie inclinada y el suelo, respectivamente [1].

$$R = \left(1 - \frac{I_d}{I}\right) * R_b + \left(\frac{I_d}{I}\right) * \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \rho * \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right)$$

Ecuación 4

La radiación total anual se calcula mediante una integración de la irradiación total en función del tiempo, se considera 8760 datos, que es la información horaria que entrega la NREL para un año típico meteorológico.

$$H_T = \int_0^t I_T * dt = \sum_{i=0}^t I_T$$

Ecuación 5

2.3. Estimación de rendimiento global (PR)

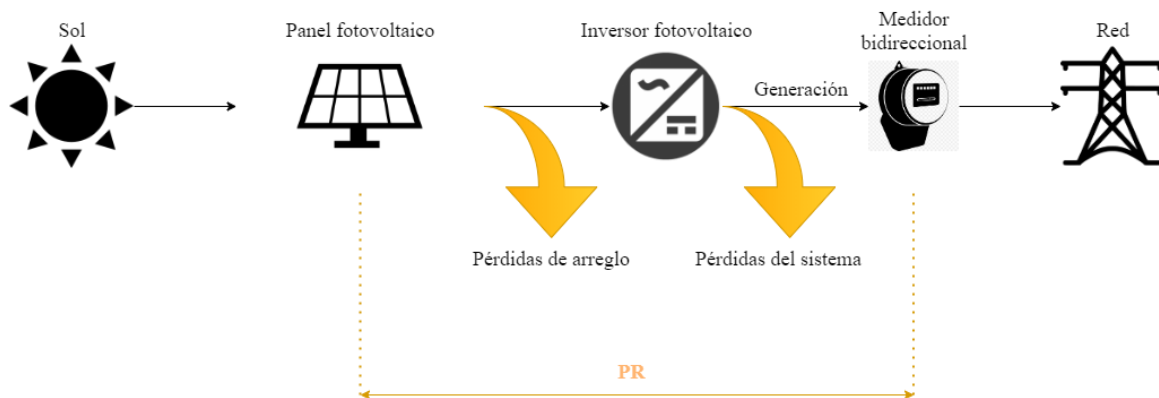


Gráfico 2. Flujo de energía en un sistema fotovoltaico conectado a red con pérdidas

(Fuente: Propia)

Para calcular la generación eléctrica del sistema fotovoltaico se utiliza el rendimiento global del sistema (Performance Ratio, PR). El PR es el cociente entre la energía útil entregada a la carga y la energía máxima teórica que puede producir el sistema [3].

Para calcular el rendimiento global del sistema, se consideran las siguientes pérdidas:

Pérdidas de arreglo:

- Pérdidas por mismatch, son originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes en el arreglo. En las conexiones en serie la corriente se encuentra limitada por el módulo de menor corriente. De igual manera, ocurre en las conexiones en paralelo con la tensión.
- Rendimiento por funcionamiento a distintas temperaturas de las condiciones normales.
- Pérdidas angulares y espectrales. Las pérdidas angulares implican que la radiación incida sobre la superficie de un módulo con un ángulo diferente de 0. Mientras que las pérdidas espectrales se refieren a las variaciones en las longitudes de onda que impactan a la superficie del panel fotovoltaico.
- Rendimiento por suciedades acumuladas en los módulos fotovoltaicos.
- Pérdidas por sombreado.
- Pérdidas por incumplimiento de potencia nominal. Esto debido a que los módulos fotovoltaicos presentan una dispersión de acuerdo con su potencia nominal referida en condiciones estándar.

Perdidas del sistema:

- Pérdidas resistivas en corriente continua (CC) y corriente alterna (CA).
- Pérdidas por el algoritmo de seguimiento del PMP. Son Pérdidas que afectan directamente el rendimiento del inversor.

Tabla 2. Pérdidas de la instalación fotovoltaica

Tipo de Pérdidas	Pérdida considerada	Rendimiento	Referencia
Mismatch	2%	98%	[4]
Temperatura	1%	99%	[5]
Angulares y espectrales	4%	96%	[6]
Suciedad	4%	96%	[5]
Resistivas CA	2%	98%	[7]
Resistivas CC	1,5%	98,5%	[7]
Sombreado	3%	97%	[8]
Incumplimiento de potencia nominal	5%	95%	[9]
Rendimiento del inversor	-	92%	[10]

El rendimiento global del sistema es el producto de los distintos rendimientos del sistema, en este modelo se consideran los valores descritos en la tabla 2.

$$PR = \eta_{mism} * \eta_{Temp} * \eta_{AyE} * \eta_{Suc} * \eta_{CA} * \eta_{CC} * \eta_{PMP} * \eta_{Som} * \eta_{Pot. Nominal} * \eta_{Inv}$$

Ecuación 6

$$PR = 0,7317 \cong 0,73$$

2.4. Cálculo de la potencia pico del arreglo fotovoltaico

La potencia pico (W_p), se define como la máxima potencia eléctrica generada bajo condiciones estándares. La potencia pico de un sistema fotovoltaico depende principalmente de la demanda energética, el área útil de la cubierta y la radiación en esa posición geográfica de la residencia.

Para calcular el $W_{p,requerido}$, se parte de la siguiente ecuación que genera una relación entre la energía y la potencia:

$$\frac{W_p [W]}{1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]} = \frac{Generacion [Wh]}{H_T \left[\frac{Wh}{m^2} \right]}$$

Ecuación 7

El $W_{p,requerido}$ se dimensiona igualando la generación al consumo de la residencia y considerando las Pérdidas adicionales que se dan en el sistema (PR), para que así se cubra

la demanda energética de la residencia [11]. El valor de 1000 [W/m^2] muestra la irradiancia en condiciones estándar (STC), la cual es irradiación necesaria para generar una unidad energética por unidad de potencia instalada. STC son las condiciones a la cual fabricantes miden los parámetros característicos de un panel, esas condiciones son irradiancia de 1000 [W/m^2], una temperatura de célula de 25° y una distribución espectral de AM 1,5G [12].

$$W_{p,requerido} = 1000 \left[\frac{W}{m^2} \right] * \frac{Consumo}{H_T * PR}$$

Ecuación 8

Mientras que el $W_{p,disponible}$ depende del área que tiene la residencia en el techo para una instalación fotovoltaica, sin que interfiera con el resto de los usos que se le da como lo es el cuarto de lavado u otros equipos que se tengan en el área del tejado. Se considera para el cálculo un módulo fotovoltaico policristalino con una potencia de 150[W] y un área de 1[m²], que es un panel promedio comercializado en Ecuador.

$$W_{p,disponible} = A_{\acute{u}til} * 150 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

Ecuación 9

El área útil depende del factor de uso k, el que define aproximadamente el porcentaje del área disponible que se puede usar para una instalación fotovoltaica.

$$A_{\acute{u}til} = A_{Disponible} * k$$

Ecuación 10

Donde:

$$k = 0,5 \text{ [13]}$$

La potencia pico instalable es el valor menor entre lo requerido y lo disponible para evitar sobredimensionamiento.

$$W_p = \min[W_{p,requerido}, W_{p,disponible}]$$

Ecuación 11

2.5. Generación eléctrica

La generación eléctrica es calculada horariamente multiplicando el PR y W_p con la radiación de cada hora de los 365 días del año [11].

$$Generación_{anual} = \frac{W_p * H_T * PR}{1000 \left[\frac{W}{m^2} \right]}$$

Ecuación 12

2.6. Inversión

Se considera un rango de costo de watt pico instalado que va desde \$0,75 hasta \$1,25 [14]. Para obtener la inversión se multiplica el W_p por el costo de watt instalado.

$$Inv = W_p * Costo_{W_p}$$

Ecuación 13

2.7. Costo nivelado de energía (LCOE)

El LCOE se define como el coste teórico de generar una unidad de energía eléctrica, es necesario este término para saber si estamos en paridad de red. El LCOE toma en consideración la inversión, tasa de descuento, costos de operación y mantenimiento fijos y variables, etc. Los costos de operación y mantenimiento en la tecnología fotovoltaica son considerados como nulos, lo que deja únicamente la inversión como costo [15]. Para estimar el LCOE se anualizan los costos y se dividen para la generación eléctrica anual, con la siguiente formula:

$$LCOE = \frac{Costo_{anualizada}}{Generación_{anual}}$$

Ecuación 14

$$Costo_{anualizada} = Costo * \left(\frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \right)$$

Ecuación 15

Donde:

n : Vida útil de la instalación.

i : Tasa de descuento.

2.8. Valor Actual Neto (VAN)

Para calcular el VAN se necesita conocer el flujo de fondos el cual depende de si la inversión es propia o viene de un préstamo. En caso sea de un préstamo, se utiliza la tasa de amortización francesa para conocer los pagos que se realizarán a lo largo del plazo del préstamo con una tasa de interés del banco del 8,95% [16].

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Ecuación 16

Donde:

F_t : Flujo de caja anual.

2.9. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Para el cálculo del TIR se usa el método de Newton – Raphson basado en las ecuaciones del VAN [17]. Se usa la siguiente formula:

$$VAN_{(I_j)} = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+I_j)^t}$$

Ecuación 17

Donde:

I_j : Valor impuesto de la tasa.

$$I_{j+1} = I_j - \frac{VAN_{(I_j)}}{van'_{(I_j)}}$$

Ecuación 18

Donde:

$VAN_{(I_j)}$: VAN calculado con la tasa impuesta (I_j).

$van'_{(I_j)}$: Primera derivada de la ecuación del VAN con respecto de la tasa.

2.10. Factor de planta (FC)

El factor de planta también conocido como factor de utilización de la instalación fotovoltaica, es el cociente entre la energía real generada por la planta en un determinado periodo de tiempo y la energía generada teórica si la planta operara al 100% durante el mismo periodo de tiempo a una irradiancia solar nominal de 1000 W/m^2 [18].

$$FC = \frac{\text{Generación}_{\text{anual}}}{W_p * 365 * 24}$$

Ecuación 19

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. A. Duffie y W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, Third. USA: Jhon Wiley and Sons, 2006.
- [2] T. Perrigault, «Mejoramiento del comportamiento térmico de un biodigestor low-cost tipo plug-flow», Universitat Politècnica de Catalunya, 2010.
- [3] I. H. Arévalo, «Diseño de una instalación fotovoltaica para el ahorro de consumo de energía eléctrica en un hospital», Universidad del País Vasco, 2019.
- [4] L. R. Esteban, «Modelado energético con PVsyst de seis sistemas fotovoltaicos situados en la cubierta de la ETSIDI», Universidad Politécnica de Madrid, 2017.
- [5] P. N. Duque, «Análisis de factores que influyen en la suciedad de paneles fotovoltaicos y su efecto sobre la producción de energía eléctrica», p. 115, 2016.
- [6] S. Iordan, «Análisis comparativo de plantas solares fotovoltaicas conectadas a la red», Universitat Rovira I Virgili, 2008.
- [7] J. Sanchez y W. Silva, «Estudio de viabilidad de un sistema fotovoltaico conectado a la red para el edificio 15a de la FIEC de la ESPOL (Ecuador)», Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, 2016.
- [8] S. L. Vásquez, «Dimensionamiento de una instalación fotovoltaica de generación distribuida conectada a red para autoconsumo en un edificio de la administración pública en la provincia del Guayas y análisis de viabilidad técnica y económica», p. 9.
- [9] J. Fernández Ferichola, «Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil», Universidad Carlos III de Madrid, Madrid.
- [10] V. Merino, «Análisis comparativo de inversores fotovoltaicos de conexión a red con potencia igual o superior a 100 kW», Leganés, 2012.
- [11] E. Lorenzo, *Radiación Solar y dispositivos fotovoltaicos*, Segunda. Editorial Progensa, 2006.
- [12] P. B. Carrasco, «Sistema de generación de energía eléctrica a partir de bicicletas estáticas en un gimnasio y viabilidad de apoyo fotovoltaico», p. 83, 2015.

- [13] I. R. Morocho Yunga y K. S. Ríos Jaramillo, «Estudio técnico para incorporar generación distribuida fotovoltaica en el sector residencial del cantón Cuenca», Universidad Politécnica Salesiana, 2015.
- [14] «Costo por Watt de Paneles Solares por País – Cemaer». <https://www.cemaer.org/costo-por-watt-de-paneles-solares-por-pais/> (accedido jun. 06, 2020).
- [15] J. M. Ruiz, «Costos y opciones técnicas para la implantación de las próximas tecnologías de generación eléctrica sostenible», Escuela Técnica Superior de Ingenieros De Minas, 2015.
- [16] «Banco Pichincha». <https://www.pichincha.com/portal/inicio> (accedido jul. 21, 2020).
- [17] H. M. Benavides Muñoz, *Aplicación de métodos numéricos en el análisis financiero. Determinación de la TIR por el método de Newton Raphson*. 2007.
- [18] R. Peláez Romeral, «Análisis de viabilidad de una planta solar fotovoltaica en Chile», Universidad Carlos III de Madrid, 2015.