

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.....	3
2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO	4
2.1. Factor geométrico R_b	4
2.2. Estimación de horas solares.....	¡Error! Marcador no definido.
2.3. Estimación de rendimiento global (PR)	4
2.4. Cálculo de la potencia pico del arreglo fotovoltaico.....	5
2.5. Generación eléctrica.....	6
2.6. Inversión.....	6
2.7. Costo nivelado de energía (LCOE)	6
2.8. Tasa Interna de Retorno (TIR)	7
2.9. Factor de planta (FC).....	7
3. CONSIDERACIONES DEL MODELO.....	7
BIBLIOGRAFÍA.....	9

1. INTRODUCCIÓN

La radiación solar que llega a la tierra es atenuada por una serie de efectos de la atmosfera terrestre, por una parte la radiación se ve disminuida y por otra se añade la componente difusa. 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 atmosfera sin cambios de dirección a la superficie terrestre, mientras la radiación difusa es el producto de los múltiples cambios de dirección de los rayos solares al atravesar la atmosfera [1].

El presente documento detalla la metodología utilizada para realizar la simulación de generación eléctrica fotovoltaica distribuida a nivel residencial, además, cálculos de indicadores económicos. Los datos de radiación son tomados de la base de datos del NREL (The National Renewable Energy Laboratory) y cubre la zona urbana y a urbanizarse del DMQ (Distrito Metropolitano de Quito). (Nota: Se requiere un conocimiento básico de dimensionamiento fotovoltaico para comprender a profundidad este manual.)

Para el dimensionamiento fotovoltaico es necesario conocer los ángulos representativos del rayo solar, 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 (ϕ)

Es la localización angular al norte o sur del Ecuador, siendo el norte positivo ($-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$) [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. Angulo horario ω para las horas con radiación del día.

Hora del día	Angulo 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 imaginario que apunta hacia la estrella polar (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 . Su valor variará durante el año en un valor de $\pm 23,45^\circ$ y viene dado por la ecuación de Cooper (1969) [1].

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

Donde:

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

2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO

2.1. Factor geométrico R_b

Relaciona la radiación solar directa sobre la superficie del captador inclinado respecto a una superficie horizontal [1]. Puede expresarse según la siguiente:

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

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

$$I_T = R * I$$

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 [1].

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

2.2. Irradiación total anual

La irradiación total anual se calcula mediante una integración de la radiación total en función del tiempo, en donde se considera los datos de los 8760 horas de cada hora del año. La integración es análoga a la sumatoria de los 8760 datos ya calculados.

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

2.3. Estimación de rendimiento global (PR)

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 por desajuste de los módulos fotovoltaicos, esto se debe a la interconexión de células o módulos solares que no tienen propiedades idénticas entre sí.
- 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 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.
- 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.

Tabla 2. Pérdidas de la instalación fotovoltaica

Tipo de pérdidas	Pérdida considerada	Rendimiento
Desajuste	3%	97%
Temperatura	1%	99%
Angulares y espectrales	4%	96%
Suciedad	4%	96%
Resistivas CA	2%	98%
Resistivas CC	3%	97%
Sombreado	2%	98%
Incumplimiento de potencia nominal	5%	95%
Rendimiento del inversor	-	92%

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.

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

$$PR = 0,7206 \cong 0,72$$

2.4. Eficiencia

Es necesaria la eficiencia del panel para determinar la potencia pico que se va a instalar, la que depende de la siguiente fórmula:

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

2.5. Cálculo de la potencia pico del arreglo fotovoltaico

La potencia en módulos necesaria depende principalmente de la demanda energética, el área útil del tejado y la irradiación en esa posición geográfica de la residencia. 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 [2].

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

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 ahí. Se considera una potencia instalable de 120 [W] por cada $[m^2]$ en el techo de la vivienda para paneles solares policristalinos [4].

$$W_{p,disponible} = A_{\text{útil}} * 120 \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

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.

$$A_{\text{útil}} = A_{\text{Disponible}} * k$$

Donde:

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

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

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

2.6. Generación eléctrica

La generación eléctrica es calculada horariamente multiplicando el PR y W_p con la fracción de hora solar de cada hora de los 365 días del año [2].

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

2.7. Inversión

Se considera un rango de costo de watt pico instalado que va desde \$0,75 hasta \$1,25 [6]. Para obtener la inversión se multiplica el W_p por el costo de watt instalado.

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

2.8. 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 [7]. Para estimar el LCOE se anualizan los costos y se dividen para la generación eléctrica anual, con la siguiente formula:

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

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

Donde:

n : Vida útil de la instalación.

i : Tasa de descuento.

2.9. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Para el cálculo del TIR se usa el método de Newton – Raphson basado en las ecuaciones del Valor Actual Neto (VAN) [8]. Se usa la siguiente formula:

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

Donde:

I_j : Valor impuesto de la tasa.

F_t : Flujo de caja anual (ahorro eléctrico en USD anual).

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

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 centra operara al 100% durante el mismo periodo de tiempo a una irradiancia solar nominal de 1000 W/m^2 [9].

$$FC = \frac{Generación_{anual}}{W_p * 365 * 24}$$

3. 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

BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. A. Duffie y W. A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, Third. USA: Jhon Wiley and Sons, 2006.
- [2] E. Lorenzo, Radiación Solar y dispositivos fotovoltaicos, Segunda. Editorial Progensa, 2006.
- [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] G. Santamaría y A. Castejón, Instalaciones solares fotovoltaicas. Editex, 2010.
- [5] 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.
- [6] «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).
- [7] 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.
- [8] H. M. Benavides Muñoz, Aplicación de métodos numéricos en el análisis financiero. Determinación de la TIR por el método de Newton Raphson. 2007.
- [9] R. Peláez Romeral, «Análisis de viabilidad de una planta solar fotovoltaica en Chile», Universidad Carlos III de Madrid, 2015.