

**INFORME SOBRE LA
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ESPERABLE
EN EL PROYECTO:**

**Instituto de Energía Solar
Universidad Politécnica de Madrid**

Fecha

1. INTRODUCCIÓN

Este informe analiza la producción de energía esperable en el proyecto “TÍTULO”, cuyas características más relevantes son:

Proponente:
Ubicación
Potencia nominal del generador
Disposición del generador

El énfasis del informe está en la estimación de la producción anual de energía vendida a la red, con vistas a estudiar la rentabilidad económica de la inversión exigida por el proyecto.

2. CONSIDERACIONES GENERALES

La energía que entrega un sistema fotovoltaico conectado a la Red, E_{AC} , a lo largo de un cierto periodo de funcionamiento, viene dada por el producto de tres factores bien diferenciados: la potencia nominal del generador, P^* ; la irradiación incidente sobre él a lo largo de ese período, $G_p(I)$; y un factor adimensional, PR , que considera el efecto conjunto de los posibles fenómenos que reducen el rendimiento del sistema respecto a un cierto valor ideal.

$$E_{AC} = P^* \cdot G_p(I) \cdot PR \quad (1)$$

Conviene analizar separadamente cada uno de estos tres factores:

2.1 Potencia nominal del generador

Se define como el valor de la máxima potencia que puede entregar (en corriente continua) un generador fotovoltaico cuando trabaja en las denominadas Condiciones Estándar de Medida, *CEM*, definidas por:

- Irradiancia¹, $G^* = 1000 \text{ W/m}^2$
- Incidencia normal
- Temperatura de célula, $T_C = 25^\circ \text{ C}$
- Distribución espectral², *AMI.5*

En términos prácticos, la potencia nominal de un generador se estima como el producto del número de módulos fotovoltaicos que lo componen (que son algo así como los ladrillos con los que se construyen los generadores fotovoltaicos) por la potencia nominal de los módulos individuales, tal y como figura en la información que proporcionan los fabricantes.

¹ Se llama *irradiancia* a la densidad superficial de potencia de la radiación solar. Es decir, a la relación entre la potencia y la superficie, y se mide en W/m^2

² La *distribución espectral* de la radiación solar incidente se caracteriza mediante un parámetro conocido como “masa de aire”, que indica el espesor relativo de la atmósfera que debe atravesar para llegar a la superficie de la Tierra.

Un procedimiento adecuado de compra (control de calidad, garantías, etc.) debe garantizar que el valor real de la potencia nominal del generador suministrado no se diferencia significativamente del estimado según este procedimiento.

2.2 Irradiación incidente sobre el generador

La irradiación incidente sobre un receptor depende, obviamente, de las características del clima del lugar donde esté ubicado, y de las peculiaridades de la disposición del generador: estático o dotado de algún tipo de movimiento para seguir la trayectoria del Sol.

El clima solar de un lugar se caracteriza en términos de la irradiación incidente sobre una superficie horizontal, que es precisamente el parámetro que, por convenio, se mide en las estaciones meteorológicas. La práctica más extendida, a la que también se acoge este informe, consiste en utilizar el conjunto de los 12 valores medios mensuales de la irradiación diaria, $G_{dm}(0)$, para los cuales es posible encontrar diferentes fuentes de información, más o menos estandarizada. Este informe recurre a las siguientes:

- Base de datos internacional H-World
- PV-Gis

Cada valor de $G_{dm}(0)$ se utiliza para determinar, primero, sus componentes directa³ y difusa y, segundo, la distribución temporal de esos componentes a lo largo del “día típico” del mes correspondiente. Esto permite disponer de dos valores, uno de irradiancia directa horizontal, $B(0)$, y otro de irradiancia difusa horizontal, $D(0)$, para cualquier instante del “año típico” de un determinado lugar..

A partir de estos dos valores, se calculan y suman los valores de los tres componentes de la irradiancia incidente sobre la superficie receptora: directo, difuso y de albedo⁴. Es decir:

$$G(\beta, \alpha) = B(\beta, \alpha) + D(\beta, \alpha) + AL(\beta, \alpha) \quad (2)$$

donde, siempre refiriéndose a la superficie considerada:

β es el ángulo de inclinación

α es el ángulo de azimut

$G(\beta, \alpha)$ es la irradiancia global

$B(\beta, \alpha)$ es la irradiancia directa

$D(\beta, \alpha)$ es la irradiancia difusa

$AL(\beta, \alpha)$ es la irradiancia de albedo

Estos cálculos se apoyan principalmente en relaciones empíricas, establecidas después de muchos años de observación simultánea de diversos parámetros, como la claridad de

³ El *componente directo* de la radiación solar está constituido por los rayos que proceden directamente de la dirección donde se encuentra el Sol; mientras que el *componente difuso* está constituido por los rayos que proceden del resto de las direcciones del cielo.

⁴ El *componente de albedo* de la radiación solar está constituido por los rayos reflejados por el suelo. Obviamente, ninguno de ellos alcanza una superficie horizontal, pero si una inclinada.

la atmósfera y el porcentaje difuso de la radiación, y en consideraciones geométricas. Como ejemplo de esto último, es fácil ver que

$$B(\beta, \alpha) = \frac{B(0)}{\cos \vartheta_{ZS}} \cdot \cos \vartheta_i$$

donde:

$B(0)$ es la irradiancia directa sobre la superficie horizontal

θ_i es el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la superficie considerada

θ_{ZS} es el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la superficie horizontal

A su vez, y también mediante consideraciones geométricas, es posible calcular estos ángulos de incidencia, para cualquier momento del año, caracterizado por el valor de la declinación correspondiente al día, y por la hora solar del instante considerado.

Los detalles de las ecuaciones matemáticas utilizados para estos cálculos se describen en la bibliografía. En definitiva, y al margen de cuanto pueda ser su complejidad, llevan a configurar un modelo que, partiendo de aquellos 12 valores de $G_{dm}(0)$, permite estimar el valor de la irradiancia global incidente sobre el receptor, para cada una de las 4380 horas diurnas que constituyen el “año típico” del lugar. Naturalmente, la suma de todos estos valores conduce al valor buscado de la irradiación anual. El Instituto de Energía Solar ha desarrollado paquetes de software propios para resolver estos cálculos, en los que se apoya este informe.

2.3 Rendimiento

El valor del rendimiento ideal mencionado anteriormente es precisamente el correspondiente a un sistema hipotético sometido a las siguientes condiciones: Generador operando en las CEM, ausencia de sombras, ausencia de polvo, y conversión DC en AC con rendimiento unidad. En la realidad, se aúnan varios fenómenos para hacer que el rendimiento real sea inferior a este ideal:

- La temperatura de operación de las células solares que, sujeta a la ley que reza $T_C = T_A + G.K$, donde T_A es la temperatura ambiente, G la irradiancia incidente y K una constante, aproximadamente igual a $30^\circ\text{C}/(1000 \text{ W/m}^2)$; resulta ser mayor que la temperatura de referencia $T_C^* = 25^\circ \text{C}$. La correspondiente pérdida de rendimiento es del orden de 0,4% por cada grado de aumento de la temperatura. Dependiendo del clima del lugar, la pérdida anual en la producción de energía de los sistemas fotovoltaicos puede variar entre el 5 y el 7%.
- El polvo y la suciedad en general, que reduce la radiación que efectivamente llega a las células. Para un mismo grado de suciedad, el impacto energético de este fenómeno es mayor para los rayos que inciden oblicuamente que para los que lo hacen de forma perpendicular. La correspondiente disminución de la productividad energética de los sistemas puede variar entre un 4 y un 12%.

- La dispersión de características de los módulos fotovoltaicos individuales, que hace que no todos ellos puedan trabajar simultáneamente en su punto de máxima potencia. La pérdida energética asociada puede llegar hasta el 3 %.
- La distribución espectral de la radiación solar que, dependiendo principalmente del ángulo de elevación del Sol, resulta diferente del espectro de referencia *AM1.5*. La pérdida energética asociada es del orden del 2 %.
- Las sombras que puedan proyectar sobre los generadores tanto los obstáculos existentes en el terreno (edificios, árboles, farolas, etc.) como unos elementos del generador sobre otros (unas filas sobre otras, unos seguidores sobre otros, etc.). El abanico de situaciones reales puede ser muy diverso, en función de la disponibilidad y las peculiaridades del terreno. Como norma general, una disponibilidad de 3/1 (superficie de terreno/superficie de generador) para generadores estáticos o de 5/1 para generadores con seguimiento hace que las pérdidas energéticas por este concepto sean inferiores al 2%.
- La conversión DC en AC que efectúan los inversores, y que, dependiendo de la calidad de estos equipos, representa unas pérdidas energéticas entre un 8 y un 12%.
- La posible elevación de baja a media tensión, en el caso de que la planta se conecte a la red eléctrica a través de un centro de transformación cuyas pérdidas se repercutan en la producción. Dependiendo del tamaño y calidad del transformador, la correspondiente pérdida energética puede variar entre un 4 y un 6%.

En su conjunto, estos fenómenos representan típicamente una pérdida de energía, respecto a la situación ideal definida al principio, de entre el 24 y el 37%, por lo que el valor del parámetro PR, a emplear en la ecuación (1), puede variar entre 0,63 y 0,76. Un diseño cuidadoso debe hacer que el valor real sea cercano a este último límite. Un valor entre 0,72 y 0,73 es razonablemente representativo de esta situación.

3. DATOS DEL PROYECTO

De la documentación asociada al proyecto afectado por este informe, pueden extraerse los siguientes datos:

GENERADORES FOTOVOLTAICOS	
Potencia nominal del total de los generadores fotovoltaicos.	
Constitución general	
Potencia nominal de cada generador	
Disposición eléctrica de los módulos en cada generador individual	(OJO en serie por OJO en paralelo)
Características nominales de los módulos	$P^* =$, $I_{SC}^* =$, $V_{OC}^* =$, $I_M^* =$, $V_M^* =$
Configuración	
Disponibilidad de terreno	
RADIACIÓN SOLAR Y TEMPERATURA AMBIENTE	
Lugar	
Medias mensuales de la irradiación diaria horizontal	
Medias mensuales de la temperatura máxima	
Medias mensuales de la temperatura mínima	
RESTO DEL SISTEMA	
Potencia nominal del inversor	
Eficiencia del inversor	
Potencia del Centro de Transformación BT/MT	
Protecciones	

Estos datos permiten, por un lado, estimar la producción energética esperable del conjunto de la planta y, por otro, juzgar la calidad de su diseño, considerando en que medida garantiza la fiabilidad a largo plazo.

4. RESULTADOS

La producción estimada de energía se resume en el siguiente cuadro:

	$G_{dm}(0)$, kWh/m ²	$G_{dm}(I)$, kWh/m ²	E_{DC} kWh		$E_{AC,BT}$ kWh		$E_{AC,MT}$ kWh	
			MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
Enero								
Febrero								
Marzo								
Abril								
Mayo								
Junio								
Julio								
Agosto								
Septiembre								
Octubre								
Noviembre								
Diciembre								
AÑO								

Por otro lado.....(COMENTARIO SOBRE EL DISEÑO)

Realizado por:

Revisado por:

Madrid a

BIBLIOGRAFÍA

E. Lorenzo, *Electricidad solar: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*, Ed. Progensa, Madrid, 1994

T. Markvart, *Solar Electricity*, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, Inglaterra, 2000