



**Congreso Nacional del Medio Ambiente**  
Cumbre del Desarrollo Sostenible

**COMUNICACIÓN TÉCNICA**

# Huerta fotovoltaica de 1,2 Mw, con seguimiento solar y conexión a red en Sevilla

Autor: Eunice Villicaña Ortiz

Institución: Universidad de Oviedo. Departamento de Energía  
E-mail: [uo199857@uniovi.es](mailto:uo199857@uniovi.es)

Otros autores: Yoreley Cancino Solórzano (Instituto Tecnológico de Veracruz. Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica); Nestor Noyón Nistal (Universidad de Oviedo. Departamento de Energía); Jorge Xiberta Bernat (Universidad de Oviedo. Departamento de Energía)



## RESUMEN:

La energía solar fotovoltaica es una de las tecnologías con más proyección de futuro en el panorama de la generación eléctrica. La actual situación de dependencia total de los combustibles fósiles tiene que dar paso a un mix energético económicamente viable y medioambientalmente sostenible. Es por eso que se necesita que el impulso inicial a las fuentes de energía renovables se mantenga y se promueva, tanto con nuevas instalaciones como con tecnologías de vanguardia fruto de la investigación en este campo. España, y en especial el centro-sur del país, se encuentra en una situación geográfica privilegiada en cuanto a irradiación sobre su territorio. La energía solar se presenta, por tanto, como una buena opción para el aprovechamiento de esa materia prima que es la radiación solar. En este proyecto se pretende realizar el diseño de un tipo de instalación que se aprovecha de estas condiciones favorables para la producción de energía eléctrica. Se trata de una huerta solar fotovoltaica, con seguimiento solar y conexión a la red. Se plantea una infraestructura concentrada, especializada y de gran rendimiento energético debido a la utilización de seguidores solares en dos ejes que maximizan el aprovechamiento de la radiación solar incidente hasta niveles muy superiores a los que se obtienen cuando se trabaja con paneles de inclinación fija. La huerta solar fotovoltaica que se está proyectando está ubicada en una finca de 8 hectáreas en la provincia de Sevilla. Tiene una potencia nominal de 1,2 MW y una potencia pico de 1.290.240 Wp., con una vida útil de 30 años. Para tener una mayor accesibilidad económica con vistas a la inversión de particulares y empresas se ha planteado subdividir la huerta solar en 12 instalaciones semiindependientes de 10 kW de potencia nominal cada una, con el fin de obtener las ventajas en el precio de venta de la energía (subvencionadas para instalaciones de hasta 100 kW), así como un control más específico de cada una de las subinstalaciones. Cada uno de los titulares será propietario de una subinstalación y el responsable de su mantenimiento, así como también el beneficiario de su explotación frente a la compañía eléctrica local, Sevillana Endesa.



## CONTENIDO

- 1.- EL SOL Y SU ENERGÍA
- 2.- EL SOL Y SUS COMPONENTES
  - 2.1 Declinación solar
  - 2.2 Distancia Sol-Tierra
  - 2.3 El tiempo solar
  - 2.4 Posición del sol en coordenadas polares
  - 2.5 Posición del sol respecto a las superficies
    - 2.5.1 Superficies horizontales
    - 2.5.2 Superficies inclinadas
    - 2.5.3 Superficies orientadas hacia el sur
    - 2.5.4 Superficies con seguimiento solar
2. LA ENERGÍA SOLAR
  - 2.2 La constante solar y la energía que llega a la tierra
    - 2.2.1 Corrección por excentricidad de la órbita
    - 2.2.2 Atenuación de la radiación solar
    - 2.2.3 Balance radiativo
  - 2.3 Componentes de la radiación solar
3. DISTRIBUCIÓN GLOBAL
  - 3.1 Distribución en España
4. APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR
5. ELEMENTOS DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA
6. DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO
  - 6.1 Huerta fotovoltaica de 1.2 MW, con seguimiento solar y conexión a red
    - 6.1.1 Objetivo
    - 6.1.2 Situación
    - 6.1.3 Titularidad de la instalación
  - 6.2 Cálculos de diseño
    - 6.2.1 Radiación media diaria mensual sobre superficie horizontal  $G_{dm}(0)$
    - 6.2.2 Angulo de salida del Sol
    - 6.2.3 Radiación media diaria mensual extraterrestre,  $G_{ext}(0)$
    - 6.2.4 Cálculo de  $K_T$
    - 6.2.5 Cálculo de  $D/G_{dm}(0)$
    - 6.2.6 Cálculo de  $W$
    - 6.2.7 Cálculo de  $R_D$
    - 6.2.8 Cálculo de  $R$
  - 6.3 Cálculo del número de paneles
  - 6.4 Distancia mínima entre seguidores
  - 6.5 Producción del generador fotovoltaico
  - 6.6 Rendimiento energético del generador fotovoltaico
  - 6.7 Rendimiento de los módulos fotovoltaicos
    - 6.7.1 Pérdidas por el punto de trabajo
    - 6.7.2 Pérdidas por temperatura
    - 6.7.3 Pérdidas por distorsión



- 6.7.4 Pérdidas por suciedad
- 6.7.5 Pérdidas por reflectancia angular
- 6.7.6 Pérdidas por sombreado
- 6.7.7 Horas pico solar (Hps)
- 6.8 Rendimientos en el resto del sistema
  - 6.8.1 Rendimiento del inversor
  - 6.8.2 Rendimiento del cableado
  - 6.8.3 Rendimiento del transformador
- 6.9 Rendimiento global del sistema
  - 6.9.1 Rendimiento paneles fijos
  - 6.9.2 Rendimiento paneles con seguimiento solar
- 6.10 Producción eléctrica del generador fotovoltaico ( $E_D$ )

## 7. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED

- 7.1 Potencia de los módulos fotovoltaicos o potencia instalada
- 7.2 Tensión de máxima potencia de la línea
- 7.3 Tensión máxima de salida de la línea
- 7.4 Cálculo de los inversores
- 7.5 Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal
- 7.6 Cálculo de las secciones de los conductores

## 8. BALANCE MEDIOAMBIENTAL DE LA HUERTA SOLAR DE 1,2 MW

## 9. ESTUDIO DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO

- 9.1 Valor actual neto (VAN)
- 9.2 Tasa de retorno de la inversión (TIR)

## 10. LEGISLACIÓN RELACIONADA

## 11. BIBLIOGRAFÍA

## HUERTA FOTOVOLTAICA DE 1,2 MW CON SEGUIMIENTO SOLAR Y CONEXIÓN A RED EN SEVILLA

---

### 1.- EL SOL Y SU ENERGÍA.

El Sol es la estrella más cercana a la Tierra, es la principal fuente de energía, se manifiesta en forma de luz y calor.

El sol se formó hace 4.650 millones de años y es el centro del sistema planetario, presenta una forma esférica, con un leve achatamiento polar y contiene más del 99% de toda la materia del Sistema Solar. Su interior está formado por una serie de capas sucesivas de distinto grosor y composición, las principales capas del sol son: *núcleo, zona radiativa, zona convectiva, fotosfera, cromosfera, corona solar y viento solar*

La composición química en función de su masa establece que contiene un 71% de Hidrógeno, un 27% Helio, y un 2% de otros elementos más pesados. En función de los átomos, contiene un 92,1% de Hidrógeno, un 7,8% de Helio y el resto de partículas como oxígeno, carbono, nitrógeno, neón, hierro, silicio, magnesio y azufre.

La Tierra, gira alrededor del Sol con dos movimientos: rotación y traslación. En el primero lo hace alrededor de un eje imaginario (eje polar) con una velocidad aproximada de una vuelta cada 24 horas, en el segundo describe una órbita elíptica alrededor del Sol en la que la Tierra ocupa uno de sus focos. El plano que contiene esta órbita se llama *plano de la eclíptica* y tarda un año en recorrerlo por completo.

Al analizar el movimiento de rotación y traslación de la Tierra, se encuentra que su eje de rotación con respecto al plano de traslación alrededor del sol, tiene una inclinación de unos 23,45°

El eje polar sobre el que gira la Tierra, mantiene una dirección aproximadamente constante y forma un ángulo de 23,45° con el plano de la eclíptica, denominado oblicuidad de la eclíptica. Debido a esta oblicuidad, el ángulo formado por el plano ecuatorial de la Tierra con la eclíptica está cambiando permanentemente entre +23,45° y - 23,45°. Este ángulo se conoce como *declinación solar* ( $\delta$ ).

### 2.- EL SOL Y SUS COMPONENTES.

#### 2.1 Declinación solar

La ecuación para calcular el valor de la declinación solar (en grados) para cualquier día del año, es la siguiente:

$$\delta(^{\circ}) = 0,006918 - 0,399912 \cdot \cos \Gamma + 0,070257 \cdot \sin \Gamma - 0,006758 \cdot \cos 2\Gamma + 0,000907 \cdot \sin 2\Gamma - 0,002697 \cdot \cos 3\Gamma + 0,00148 \cdot \sin 3\Gamma \cdot \frac{180}{\pi}$$

donde:

$$\Gamma = \frac{2\pi \cdot (nd - 1)}{365}$$

- $\delta$  = declinación solar (grados)
- $\Gamma$  = ángulo diario en radianes, posición angular de la Tierra en la órbita
- nd = número del día del año (empezando desde el 1 de enero, día 1, y terminando el 31 de diciembre, día 365)

Si se considera que la Tierra gira alrededor del Sol con velocidad angular constante, la expresión anterior puede simplificarse por una más sencilla:

$$\delta(^{\circ}) = 23,45 \cdot \sin\left(\frac{360}{365 \cdot (nd + 284)}\right)$$

## 2.2 Distancia Sol-Tierra

La distancia promedio Tierra - Sol es de aproximadamente  $149,46 \times 10^6$  km, valor que se denomina Unidad Astronómica (U.A.). La órbita de la Tierra se puede describir en coordenadas polares mediante la siguiente expresión:

$$R = \frac{UA \cdot (1 - e^2)}{1 + e \cdot \cos \Gamma}$$

donde:

- R = distancia Tierra-Sol
- UA = Unidad Astronómica
- e = excentricidad de la órbita terrestre ( $e = 0,01673$ )
- $\Gamma$  = ángulo diario (radianes)

Cuando  $\Gamma = 0^{\circ}$ , la Tierra se encuentra más cerca del Sol (Perihelio), y la distancia Tierra-Sol es de 147,5 millones de km. Cuando  $\Gamma = 180^{\circ}$ , la Tierra se encuentra en la posición más alejada del Sol (Afelio), con una distancia Tierra-Sol de 152,6 millones de km.

## 2.3 El tiempo solar

Existe un desfase variable entre el tiempo civil (el que marcan los relojes) y el tiempo solar, cuyo valor máximo es de 16 minutos. La ecuación que mide la diferencia entre los tiempos solar y civil para cualquier situación de la Tierra en su órbita alrededor del Sol es la siguiente:

$$E_t = LST - LCT - 0,000075 - (0,001868 \cdot \cos \Gamma + 0,032077 \cdot \sin \Gamma) - (0,01465 \cdot \cos 2\Gamma + 0,04089 \cdot \sin 2\Gamma) \cdot 229,18$$

siendo:

- $E_t$  = Ecuación del tiempo en minutos
- LST = Tiempo solar
- LCT = Tiempo de los relojes
- $\Gamma$  = Ángulo diario (radianes)

## 2.4 Posición del sol en coordenadas polares

Para determinar la posición del Sol será necesario definir los siguientes parámetros:

*Ángulo cenital ( $\theta_z$ ).* Es el ángulo formado por el radio vector Sol-Tierra y la vertical a la superficie del lugar. Es positivo a partir del cenit.

*Ángulo acimutal ( $\Psi$ ).* Ángulo formado por la proyección del Sol sobre el plano del horizonte con la dirección Sur. Positivo hacia el Oeste ( $0^\circ$  a  $180^\circ$ ) y negativo hacia el Este ( $0^\circ$  a  $-180^\circ$ ).

*Meridiano del lugar.* Círculo imaginario de la esfera terrestre, de longitud constante, que pasa por un punto (el lugar) y por los polos (cenit y nádir).

*Latitud del lugar ( $\varphi$ ).* Es la complementaria del ángulo formado por la recta que une el cenit y el nádir con el eje polar. Es positivo hacia el Norte y negativo hacia el Sur.

*Altura Solar ( $gs$ ).* Ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal, y que es además complementario del cenital  $\theta_z$ .

*Horizonte.* Lugar geométrico de los puntos con altura cero, también llamado plano del observador.

## 2.5 Posición del sol respecto a las superficies

La posición del sol respecto a las superficies varía en función de la inclinación del área donde incide. A continuación se describen las ecuaciones empleadas para determinar el ángulo cenital.

### 2.5.1 Superficies horizontales

Para calcular la posición del Sol con respecto a superficies horizontales se emplea la siguiente ecuación:

$$\cos \Theta_z = \cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \cos \varpi + \sin \varphi \cdot \sin \delta = \sin \alpha$$

siendo:

- $\theta_z$  = ángulo cenital
- $\varphi$  = latitud
- $\varpi$  = ángulo horario
- $\delta$  = declinación solar

Para emplear esta ecuación es necesario conocer el ángulo horario, el cual se define como:

$$\varpi = \frac{15\pi \cdot (12 - h)}{180}$$

Por tanto,  $\omega$  es positivo para las horas de la mañana y negativo para las de la tarde, variando cada hora en un ángulo de  $15^\circ$ ;  $h$  es la hora solar definida por la ecuación del tiempo:

$$h = \text{hora.local} + 4 \cdot (L_r - L_p) + E_t + \text{corrección.forzada}$$

donde:

$L_r$  = longitud del meridiano de referencia

$L_p$  = longitud del meridiano del punto en que se calcula la hora solar

El ángulo acimutal ( $\Psi$ ) se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\cos \Psi = \frac{\sin \alpha \cdot \cos \phi - \sin \delta}{\cos \alpha \cdot \cos \phi}$$

En el momento de orto y ocaso, la altura solar  $\alpha$  será igual a cero, y por tanto el ángulo horario de salida o puesta de Sol cumplirá la relación:

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \delta \cdot \tan \phi)$$

Por tanto, la duración del día es el doble del ángulo de puesta de sol  $\omega_s$ , que depende de la latitud y del día del año, a través de la declinación  $\delta$ .

### 2.5.2.- Superficies inclinadas

El ángulo con el que incide el Sol sobre una superficie con una orientación e inclinación cualquiera, viene dado por la ecuación:

$$\cos \theta = \cos \beta \cdot \cos \theta_z + \sin \beta \cdot \sin \theta_z \cdot \cos(\Psi - \gamma)$$

siendo:

$\beta$  = inclinación

$\gamma$  = orientación con respecto a la horizontal (positivos al este, negativos al oeste)

$\phi$  = latitud

$\omega$  = ángulo horario

$\delta$  = declinación solar

$\theta_z$  = ángulo cenital

$\Psi$  = ángulo acimutal

Los ángulos de salida y puesta del Sol para una superficie aleatoriamente inclinada y orientada se calculan mediante la expresión:

$$\cos \omega = \frac{-xy \pm \sqrt{x^2 - y^2 + 1}}{x^2 + 1}$$

donde:

$$x = \frac{\cos \phi}{\sin \gamma \cdot \tan \beta} + \frac{\sin \phi}{\tan \gamma} \quad ;$$

$$y = \tan \delta \cdot \left( \frac{\sin \phi}{\cos \gamma \cdot \tan \beta} + \frac{\cos \phi}{\tan \gamma} \right)$$

El valor del ángulo de salida del Sol será mayor para la superficie inclinada que para la horizontal, ya que es el de la salida real del Sol, vale:

$$\varpi_{sr} = \min \left[ \varpi_s \cdot \cos^{-1} \left( \frac{-xy - \sqrt{x^2 - y^2 + 1}}{x^2 + 1} \right) \right]$$

Análogamente, para el ángulo de puesta de Sol la relación viene dada por la ecuación:

$$\varpi_{ss} = \min \left[ \varpi_s \cdot \cos^{-1} \left( \frac{-xy + \sqrt{x^2 - y^2 + 1}}{x^2 + 1} \right) \right]$$

Hemos de tener en cuenta que estas relaciones son válidas para orientaciones positivas es decir, hacia donde  $\gamma > 0$ . Para orientaciones negativas el signo cambia, y los ángulos de puesta y salida del sol para valores  $\gamma < 0$ ,  $\varpi_{sr}$  y  $\varpi_{ss}$ , toman la siguiente forma:

$$\varpi_{sr} = \min \left[ \varpi_s \cdot \cos^{-1} \left( \frac{-xy + \sqrt{x^2 - y^2 + 1}}{x^2 + 1} \right) \right] \quad \varpi_{ss} = \min \left[ \varpi_s \cdot \cos^{-1} \left( \frac{-xy - \sqrt{x^2 - y^2 + 1}}{x^2 + 1} \right) \right]$$

Con estas relaciones se determina el ángulo de incidencia del Sol sobre una superficie fija para cualquier inclinación y orientación.

### 2.5.3.- Superficies orientadas hacia el sur

Como norma general, y siempre que es posible, los paneles solares están orientados al Sur. Esto maximiza la producción energética ya que la radiación solar incide de forma más directa sobre ellos y provoca un aumento del rendimiento fotovoltaico. Para calcular el ángulo con el que incide el Sol sobre una superficie inclinada con orientación Sur, debemos utilizar la expresión:

$$\cos \theta_o = \sin \delta \cdot \sin(\phi - \beta) + \cos \delta \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \cos \varpi$$

Esta ecuación es formalmente análoga a la original, correspondiente al ángulo de incidencia sobre una superficie horizontal, pero sustituyendo el valor de  $\varphi$  por el de  $(\phi - \beta)$ .

El ángulo de orto y ocaso para una superficie orientada al sur viene dado por la relación:

$$\omega_{s0} = \cos^{-1}[\tan \delta \cdot \tan(\phi - \beta)]$$

#### 2.5.4.- Superficies con seguimiento solar

Un caso interesante es el de los paneles fotovoltaicos instalados con un sistema de seguimiento solar, ya que permite optimizar el aprovechamiento de la radiación.

Los sistemas de seguimiento solar en un eje se basan en que, manteniendo fija la inclinación ( $\beta$ ), varían su orientación de tal modo que en todo momento sea igual al ángulo acimutal. El ángulo de incidencia de los rayos solares en un campo de colectores de estas características se obtiene mediante la ecuación:

$$\cos \theta = \cos \beta \cdot \cos \theta_z + \sin \beta \cdot \sin \theta_z$$

En un sistema de dos ejes, siempre se mantiene el plano del colector perpendicular a los rayos del Sol, por lo que se cumple en todo instante:

$$\cos \theta = 1$$

Estos tipos de seguimiento aumentan considerablemente la energía solar captada por el campo de colectores.

## 2. LA ENERGÍA SOLAR

La energía liberada en el núcleo del Sol produce elevadas temperaturas, y se emite por mecanismos de radiación en forma de ondas electromagnéticas que se corresponden con los de un cuerpo negro a la temperatura de 5777 K. Esta energía se mide bajo dos conceptos distintos: irradiancia e irradiación.

*Irradiancia*: es la energía incidente por unidad de superficie y tiempo. [kW/m<sup>2</sup>].

*Irradiación*: es la energía incidente por unidad de superficie en cierto período de tiempo. [kWh/m<sup>2</sup>].

Dado que el sol está a una distancia media de la Tierra de  $r_0=1.5 \cdot 10^8$  km, y el radio solar es  $r_s=7 \cdot 10^5$  km, la energía por longitud de onda recibida por unidad de área perpendicular al sol en nuestro planeta viene dada por la relación:

$$I_{\lambda b} = E_{\lambda b} \cdot \left( \frac{r_s}{r_0} \right)^2$$

La radiación emitida sobre un espectro de longitud de ondas ( $E_{\lambda b}$ ), puede ser calculada usando la Ley de Planck:

$$E_{\lambda b} = \frac{C_1}{\lambda^5 \cdot \exp\left(\frac{C_2}{\lambda T} - 1\right)}$$

donde:

- $C_1 = 3.7427 \cdot 10^8$  [W $\mu$ m-4m-2]
- $C_2 = 1.4338 \cdot 10^4$  [ $\mu$ m K]
- $\lambda =$  longitud de onda en  $\mu$ m
- $T =$  temperatura en K

Con estas relaciones, se obtiene que el pico de energía máximo se produce en el intervalo de la longitud de onda del visible, alrededor de 0,5  $\mu$ m, teniendo importancia el infrarrojo próximo.

La energía total emitida por el Sol se relaciona con la constante de Stefan-Boltzman y se obtiene a partir de la expresión:

$$E = \sigma \cdot \varepsilon \cdot T^4$$

Siendo:

- $\sigma = 5.67 \cdot 10^{-8}$  W/m<sup>2</sup>K<sup>4</sup> (constante de Stefan-Boltzman.)
- $\varepsilon = 1$  (para el cuerpo negro)
- $T =$  temperatura en K

Resolviendo la ecuación anterior para una temperatura solar de 5.800 K, se obtiene un valor de energía total por unidad de tiempo emitida por el Sol de aproximadamente 64 millones de W/m<sup>2</sup>, de la cual sólo una pequeñísima parte llega a nuestro planeta. Esta parte es denominada **constante solar**.

## 2.2 La constante solar y la energía que llega a la tierra

La constante solar ( $I_{sc}$ ) es la cantidad de energía que llega al exterior de la atmósfera, por unidad de área y tiempo, perpendicular a los rayos solares. Tiene un valor aproximado de 1.367 W/m<sup>2</sup> con una desviación estándar de 1,6 W/m<sup>2</sup> y una desviación máxima de  $\pm 7$  W/m<sup>2</sup>.

En la realidad, la radiación recibida en la Tierra, suponiendo que está libre de la atmósfera, varía debido a que ésta no describe una circunferencia perfecta alrededor del Sol, sino una elipse, cuyo punto más alejado se produce el día 4 de junio (1.017  $r_0$ ), y el más cercano el día 3 de Enero (0,983  $r_0$ ), por lo cual existen parámetros a considerar para la obtención de los valores de radiación incidente sobre la superficie terrestre.

### 2.2.1 Corrección por excentricidad de la órbita

La variación del radio de la eclíptica frente a su valor medio, desarrollada por Spencer, sigue una función de Fourier que, en sus primeros términos, tiene la siguiente forma:

$$E_0(n) = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = 1,00011 + 0,034221 \cdot \cos \Gamma + 0,001280 \cdot \sin \Gamma + 0,000719 \cdot \cos 2\Gamma + 0,000077 \cdot \sin 2\Gamma$$

Siendo  $n$  el día juliano ( $n=1$  para el día 1 de enero, y  $n=365$  para el 31 de diciembre) y  $\Gamma$  el valor que resulta de la siguiente ecuación:

$$\Gamma = \frac{2\pi \cdot (n-1)}{365}$$

En consecuencia la radiación solar recibida en la Tierra “libre de atmósfera” vale:

$$I(n) = I_{sc} \cdot E_0(n)$$

siendo:

- $I(n)$  = energía recibida en una Tierra libre de atmósfera
- $I_{sc}$  = constante solar ( $1.367 \text{ W/m}^2$ )
- $E_0(n)$  = corrección por excentricidad de la órbita

### 2.2.2 Atenuación de la radiación solar

Al pasar a través de la atmósfera, la radiación solar sufre un proceso de debilitamiento por los fenómenos de dispersión, reflexión, y absorción.

*Dispersión:* es el desvío de la radiación solar por gases y partículas suspendidos en la atmósfera

*Reflexión:* es la radiación reflejada por la superficie de la Tierra, comúnmente llamada albedo.

*Absorción:* es la atenuación solar causada por las moléculas de gases y partículas en suspensión (gases de efecto invernadero) presentes en la atmósfera.

La superficie de la Tierra (suelos, océanos y atmósfera) absorbe energía solar y la vuelve a irradiar en forma de calor en todas direcciones.

### 2.2.3 Balance radiativo

Considerando que la parte externa de la atmósfera recibe un 100% de radiación solar, sólo un 25% llega directamente a la superficie de la Tierra y un 25% es dispersado por la atmósfera como radiación difusa hacia la superficie; esto hace que cerca de un 50% de la radiación total incidente llegue a la superficie terrestre. Un 20% es absorbido por las nubes y gases atmosféricos (como el ozono en la estratosfera). El otro 30% se pierde

hacia el espacio; de este porcentaje, la atmósfera dispersa un 6%, las nubes reflejan un 20% y el suelo refleja el otro 4 %.

El flujo medio incidente que recibe la atmósfera es un cuarto de la constante solar, es decir, unos 342 W/m<sup>2</sup> y queda reducida en la superficie (por reflexión y absorción) a unos 170 W/m<sup>2</sup>.

### 2.3 Componentes de la radiación solar

La radiación solar que llega a la superficie terrestre se dividen en las siguientes componentes: *radiación directa*, *radiación difusa*, *radiación de albedo* y *radiación global*.

*Radiación directa (H<sub>b</sub>)*: es la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra en forma de rayos provenientes del Sol sin haber sufrido difusión, ni reflexión alguna. Se puede calcular a partir de la siguiente ecuación:

$$H_b = I' = I \cdot \sin h$$

donde I' es la componente vertical de la radiación solar directa y h la altura del sol sobre el horizonte. Es evidente que I es mayor que I', siendo iguales solamente cuando el Sol se encuentra en el cénit.

*Radiación difusa (H<sub>d</sub>)*: es cantidad de energía solar que incide sobre una superficie horizontal desde todos los lugares de la atmósfera, diferente de la radiación solar directa. La radiación solar difusa diaria es la cantidad de ésta entre las seis de la mañana y las seis de la tarde, y sus valores oscilan entre 300 y 5.500 Wh/m<sup>2</sup> al día.

*Radiación del albedo (H<sub>r</sub>)*: es la radiación que procede del suelo y resulta de la reflexión de parte de la radiación incidente sobre montañas, lagos, edificios, etc. Su valor se obtiene del cociente entre la radiación reflejada e incidente sobre una superficie.

*Radiación global (H)*: la radiación global es toda la radiación que llega a la tierra y que se mide sobre una superficie horizontal en un ángulo de 180 grados, resultado de la componente vertical de la radiación directa más la radiación difusa y el albedo. Viene dada por la expresión:

$$H = I \cdot \sin h + H_d + H_r = H_b + H_d + H_r$$

Recordando que I es la intensidad de la radiación directa sobre la superficie normal a los rayos solares, h la altura del Sol e I' la componente vertical de la radiación directa sobre una superficie horizontal, entonces resulta que:

$$H = I' + H_d$$

El aporte de cada componente a la radiación global varía con la altura del Sol, la transparencia de la atmósfera y la nubosidad.

### 3. DISTRIBUCIÓN GLOBAL

El flujo medio incidente de radiación solar en el tope de la atmósfera y que es aproximadamente de  $342 \text{ W/m}^2$ , que se ve reducida en la superficie (por reflexión y absorción) a unos  $170 \text{ W/m}^2$ .

La figura 1 muestra la radiación solar media recibida en superficie, expresada en  $\text{W/m}^2$ . Esta radiación oscila desde un máximo de  $275 \text{ W/m}^2$  en las regiones despejadas de nubosidad del Sahara y Arabia, hasta un mínimo de  $75 \text{ W/m}^2$ , en las islas brumosas del Ártico. La media global, como se mencionó, es de  $170 \text{ W/m}^2$ .

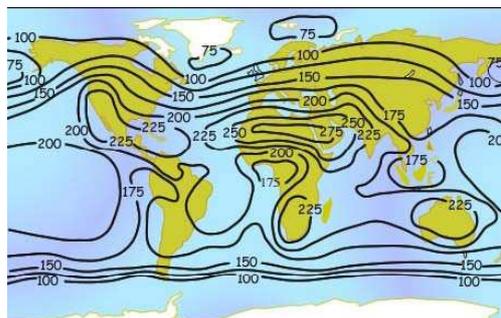


Figura 1 Distribución global de la radiación [ $\text{W/m}^2$ ]

FUENTE: <http://homepage.mac.com/uriarte/> (2008)

Los valores máximos se concentran en las zonas subtropicales, en torno a los  $30^\circ$  de latitud, debido a que los rayos solares llegan a la superficie terrestre en forma más perpendicular. Europa tiene valores de radiación entre los  $200 \text{ W/m}^2$ , en España, Italia o Grecia, y los apenas  $75\text{-}80 \text{ W/m}^2$  del Cabo Norte, en el extremo norte de Noruega, Finlandia y Rusia

#### 3.1 Distribución en España

El documento básico HE5 del Código Técnico de la Edificación, define cinco (5) zonas climáticas, de los distintos niveles de radiación solar global media diaria incidente en superficie horizontal sobre ellas. La distribución de esas zonas es la que muestra la figura 2 y sus valores medios de radiación en  $\text{kWh/m}^2$  oscilan desde  $3,8 \text{ kWh/m}^2$ , para la zona I, hasta los más de  $5 \text{ kWh/m}^2$ , para la zona V.

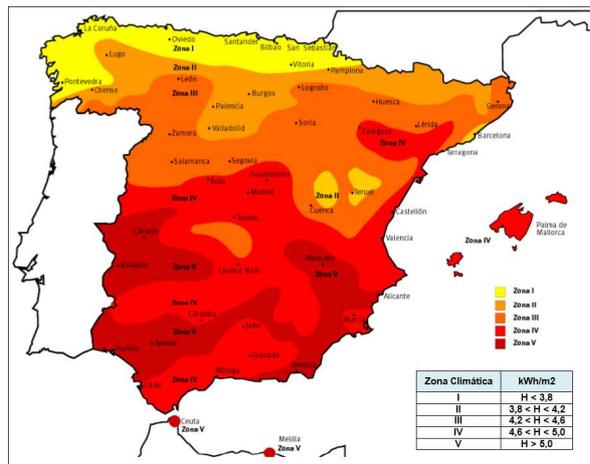


Figura 2. Radiación media diaria sobre superficie horizontal en España. H. en [kWh/m<sup>2</sup>]  
 FUENTE: <http://www.aemet.es> (2008)

En el Noroeste de la península el valor de la irradiación es el mínimo, mientras que el máximo se sitúa en Extremadura, parte de Andalucía y Levante. De esta forma sabemos que las zonas con mayor nivel radiativo son las más indicadas para la instalación de cualquier sistema de aprovechamiento solar. (Fig.2)

En la figura 3 se representa la variabilidad de la irradiación global mensual con respecto a la media de cada localización. Este dato es útil puesto que nos informa del nivel de constancia que tiene la incidencia energética, siendo beneficioso un valor poco variable. Se puede apreciar cómo la variación porcentual más elevada tiene lugar en el centro de la península (costas catalana y valenciana, con niveles que se encuentran entre el 30 y el 40%), y la menor en el Norte (0-10%) y en el Sur (10-20%).



Figura 3. Variación porcentual de la irradiación global mensual con respecto a la media disponible de cada estación [kWh/m<sup>2</sup>]. Enero 2005  
 FUENTE: <http://www.aemet.es> (2008)



Cos estos datos se comprueba que la irradiación global coincide con las zonas con mayor frecuencia de cielos despejados, donde la energía susceptible de ser aprovechada es máxima.

En cuanto al número de horas de solares totales a lo largo del año, la media para España es de 3.000 horas, con un mínimo en la zona Norte de 2.000 h y un máximo en la Sur de 3.500 h.

Suponiendo que la longitud del día es igual a la de la noche en el total anual (por la compensación entre el verano y el invierno), las horas de día serían  $(365 \cdot 24) / 2 = 4.380$ . Para el caso concreto de Sevilla, este valor representa un  $(3.500 / 4.380) \cdot 100 = 80$  %, aproximadamente. Sin duda, esta localidad andaluza es un buen emplazamiento para cualquier sistema de aprovechamiento solar, tanto térmico como fotovoltaico.

#### 4. APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR

Existen dos formas para aprovechar la radiación solar que incide sobre la superficie terrestre, esto es, de forma térmica y fotovoltaica.

La **energía solar térmica** o *energía termosolar*, consiste en aprovechar la energía del Sol para calentar un fluido, bien por métodos pasivos o activos. Los pasivos aprovechan la energía solar directa sin emplear otro tipo de sistemas, y los activos requieren de la intervención de elementos mecánicos.

El fluido se puede calentar a baja temperatura ( $\sim 80$  °C) ; media temperatura (100 °C – 400 °C) y alta temperatura (500 °C y 1000 °C)

La **energía solar fotovoltaica** consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad mediante un dispositivo electrónico denominado célula solar. Se basa en un fenómeno físico conocido como efecto fotoeléctrico, que se produce al incidir la luz sobre materiales semiconductores. De esta forma se genera un flujo de electrones en el interior del material, y la diferencia de potencial resultante se aprovecha de manera adecuada.

Generalmente un sistema fotovoltaico se compone por un subsistema generador, constituido por una asociación de módulos fotovoltaicos, conectados en serie y/o paralelo, y sus protecciones correspondientes; un subsistema de acumulación, si la instalación es aislada y es necesario almacenar la energía eléctrica generada; y un subsistema de acondicionamiento de potencia, formado por los equipos que dan protección y control al sistema, adaptando la corriente y tensión fotovoltaica a las características requeridas.

Para evaluar el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, se definen una serie de parámetros característicos, como la *Productividad* del generador FV (*array yield*), la *Productividad final* del generador FV (*final yield*) y el *Rendimiento global* del sistema FV (*performance ratio*).

## 5. ELEMENTOS DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Una central fotovoltaica esta integrada por un conjunto de paneles fotovoltaicos interconectados entre sí, que presentan una orientación adecuada para optimizar la ganancia del aprovechamiento de la energía solar. Este conjunto “generador” requiere, para instalaciones aisladas, un subsistema de acumulación (baterías asociadas en serie o paralelo) con el fin de almacenar la energía eléctrica generada por los paneles FV.

Para que una instalación FV funcione de forma satisfactoria, los paneles solares deben unirse con el subsistema de acumulación por medio de un regulador de carga, con el fin de impedir que la batería continúe recibiendo energía del colector solar una vez que ha alcanzado su carga máxima.

Debido a que un campo fotovoltaico genera corriente continua, se requiere de un subsistema que adecúe esta energía para su correcta distribución y consumo. El elemento que lo hace posible es el inversor, y su función es convertir la electricidad de corriente continua (DC) en corriente alterna (AC) y a la frecuencia de la red (50 Hz).

Para mejorar el desempeño energético de los captadores solares, se hace indispensable el uso de un sistema de seguimiento solar con el fin de orientar en todo momento el conjunto generador en dirección al sol. El tipo de seguimiento puede ser en *dos ejes (2x)*, *un eje polar (1xp)*, *un eje acimutal (1xa)* o *un eje horizontal (1xh)*.

## 6. DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

### 6.1 Huerta fotovoltaica de 1.2 MW, con seguimiento solar y conexión a red.

La energía solar fotovoltaica es, en este momento, una de las tecnologías con más proyección de futuro en el panorama de la generación eléctrica. La actual situación de dependencia total de los combustibles fósiles tiene que dar paso a un mix energético económicamente viable y medioambientalmente sostenible.

España, y en especial el centro-sur del país, se encuentra en una situación geográfica privilegiada en cuanto a la irradiación que recibe, lo que conforma una buena opción para el aprovechamiento de la energía solar.

En este proyecto se pretende realizar el diseño de un tipo de instalación que se aproveche de estas condiciones favorables para la producción de electricidad. Se trata de una huerta solar fotovoltaica, con seguimiento solar y conexión a la red, en la que se plantea una infraestructura concentrada, especializada y de gran rendimiento energético, ya que la utilización de seguidores solares en dos ejes maximiza el aprovechamiento de la radiación incidente hasta niveles muy superiores a los que se obtienen cuando se trabaja con paneles de inclinación fija.

#### 6.1.1 Objetivo

El objetivo de este proyecto es la realización del estudio y diseño de una instalación de generación eléctrica utilizando paneles fotovoltaicos montados en un sistema de

seguimiento solar, para la venta de energía por la red eléctrica, con potencia nominal y pico de 1,2 MW y 1.290.240 kWp, respectivamente.

### 6.1.2 Situación

La instalación se ubicará en Andalucía, concretamente en una finca de la provincia de Sevilla y en el término municipal de mismo nombre. En la figura 4 se presenta una ortofoto de la parcela donde se situará la huerta solar. El acceso a la misma se realizará a través de la carretera A8026 de Sevilla a Mairena de Alcor, tomando el desvío que lleva al centro penitenciario Sevilla-IV. En las cercanías se encuentra la autovía A92, por lo que se facilita la comunicación con toda Andalucía.



Coordenadas de localización		
Geográficas	37° 22'	Norte
	5° 59'	Oeste
UTM	247797.35	X
	4142110.01	Y

Figura 4.- Fotografía y localización de la instalación  
FUENTE: SIGPAC

### 6.1.3 Titularidad de la instalación

Se ha decidido subdividir la huerta solar en 12 instalaciones semiindependientes de 100 kW de potencia nominal cada una, con el fin de que la propiedad se divida y también lo haga la facturación energética.

Las razones para ello son, principalmente, la mayor accesibilidad económica con vistas a la inversión de particulares y empresas, las ventajas en el precio de venta de la energía (subvencionadas para instalaciones de hasta 100 kW) así como un control más específico de cada una de las subinstalaciones.

Cada uno de los titulares será propietario de una subinstalación y el responsable del su mantenimiento así como también el beneficiario de su explotación frente a la compañía eléctrica local, Sevillana Endesa.

### 6.2 Cálculos de diseño

Cuando se quiere diseñar un sistema fotovoltaico es muy importante disponer de la información más precisa y detallada posible sobre la radiación solar en el lugar donde se va a instalar.

El dimensionamiento de sistemas de captación de energía solar se fundamenta en el conocimiento de la radiación media diaria mensual sobre una superficie inclinada y orientada hacia el Sur con ángulo acimutal cero.

Este valor, al que se le denominará a partir de ahora  $G_{dm}(\alpha, \beta)$ , se puede determinar a partir de la irradiación media diaria mensual recibida sobre la superficie horizontal,  $G_{dm}(0)$ , aplicando un factor de conversión  $R$  que debe calcularse para cada situación.

Los métodos utilizados para la conversión de los valores de  $G_{dm}(0)$  a  $G_{dm}(\alpha, \beta)$  son los de "Liu y Jordan" y de "Klein, Duffie y Beckman".

Según Liu y Jordan, el clima de una localidad determinada se puede definir a largo plazo por la ecuación:

$$KT = \frac{G_{dm}(0)}{G_{ext}(0)}$$

siendo:

$G_{dm}(0)$  = Valor medio mensual, en kWh/(m<sup>2</sup> día), de la radiación diaria sobre superficie horizontal.

$G_{dm}(\alpha, \beta)$  = Radiación total media diaria mensual extraterrestre, en kWh/m<sup>2</sup>día, calculada por métodos geométricos para el día 16 de cada mes.

De esta forma,  $KT$  se define como un "índice de nubosidad" mensual, de tal forma que un valor alto indica tiempo soleado y uno bajo nubosidad. Su valor oscila generalmente entre 0,3 y 0,7.

El valor de  $G_{dm}(0)$  varía para las distintas épocas del año debido no sólo a la nubosidad cambiante sino a la inclinación del eje de rotación de la Tierra respecto de la elíptica.

Lo primero que se establece es el número representativo de cada mes "n", puesto que con él, se realizan los primeros cálculos. Se toma el día 16 de cada mes como el más representativo, teniendo la correspondencia con el día "n" del año que muestra la tabla 1.

Mes	No. Días	"n" día del año
Enero	31	16
Febrero	28	47
Marzo	31	75
Abril	30	106
Mayo	31	136
Junio	30	167
Julio	31	197
Agosto	31	228
Septiembre	30	259
Octubre	31	289
Noviembre	30	320
Diciembre	31	350

Tabla 1. Número de día "n" representativo de cada mes

Una vez conocido el número representativo de cada mes “n”, se determina el valor de  $\Gamma$ , a partir de la siguiente expresión:

$$\Gamma = \frac{2\pi}{365} \cdot (n - 1)$$

A continuación se calcula la declinación solar. Los valores se muestran en la tabla 2, que se obtienen a partir de la ecuación:

$$\delta(^{\circ}) = 0,006918 - 0,399912 \cdot \cos \Gamma + 0,070257 \cdot \sin \Gamma - 0,006758 \cdot \cos 2\Gamma + 0,000907 \cdot \sin 2\Gamma - 0,002697 \cdot \cos 3\Gamma + 0,00148 \cdot \sin 3\Gamma \cdot \frac{180}{\pi}$$

Mes	Angulo horario (rad)	d (rad)	d (°)
Enero	0,258	0,3681	21,0915
Febrero	0,792	0,2201	12,6090
Marzo	1,274	0,0356	-2,0420
Abril	1,807	0,1717	9,8384
Mayo	2,324	0,3301	18,9117
Junio	2,858	0,4072	23,3308
Julio	3,374	0,3754	21,5078
Agosto	3,908	0,2442	13,9893
Septiembre	4,441	0,0516	2,9590
Octubre	4,958	0,1499	-8,5894
Noviembre	5,941	0,3239	18,5599
Diciembre	6,008	0,4062	23,2722

Tabla 2. Declinación solar

### 6.2.1 Radiación media diaria mensual sobre superficie horizontal [Gdm(0)]

Los valores de radiación diaria mensual se toman del banco de datos de información satelital que posee Satel-light en su página web <http://www.satel-light.com>, referentes a los datos del lugar donde está situada la instalación, en el término municipal de Sevilla. Esta información ha sido obtenida a partir de observaciones entre los años 1996 y 2000. (Tabla 3)

Mes	Gdm (0) [kWh/m2]	Gdm (0) [MJ/m2]
Enero	2,4550	8,838
Febrero	3,0960	11,1456
Marzo	4,5840	16,5024
Abril	5,2440	18,8784
Mayo	6,7540	24,3144
Junio	7,2070	25,9452
Julio	7,0430	25,3548
Agosto	6,3540	22,8744
Septiembre	5,0690	18,2484
Octubre	3,8380	13,8168
Noviembre	2,4890	8,9604
Diciembre	2,0780	7,4808
<b>Media</b>	<b>4,6843</b>	<b>16,8633</b>

Tabla 3.- Radiación media mensual sobre superficie horizontal para Sevilla

### 6.2.2 Ángulo de salida del Sol

El ángulo de salida y puesta del sol  $W_s$  [tabla 4] , se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$W_s = \arccos[-\tan(\delta) \cdot \tan(\varphi)]$$

donde  $\varphi$  es la latitud del lugar (  $33^\circ 22'$  para Sevilla) los valores obtenidos se reflejan en la tabla 4.

Mes	$W_s$ (rad)	$W_s$ ( $^\circ$ )
Enero	1,2722	72,8939
Febrero	1,3994	80,1777
Marzo	1,5436	88,4419
Abril	1,7034	97,5999
Mayo	1,8351	105,1459
Junio	1,9060	109,2035
Julio	1,8760	107,4892
Agosto	1,7620	100,9523
Septiembre	1,6102	92,2592
Octubre	1,4553	83,3853
Noviembre	1,3119	75,1637
Diciembre	1,2366	70,8526

Tabla 4. Ángulo de salida del Sol

### 6.2.3 Radiación media diaria mensual extraterrestre, $G_{ext}(0)$

La radiación media mensual extraterrestre es la que recibe un plano en el exterior de la atmósfera terrestre, en una latitud y época del año determinadas. Para calcular las distintas componentes de la radiación sobre una superficie terrestre es, con frecuencia, necesario conocer la irradiación incidente sobre una superficie situada fuera de la atmósfera. Para el caso de Sevilla, con una latitud de  $33^\circ 22'$ , se puede calcular este valor de la radiación para cada mes en unidades de  $\text{kWh/m}^2$  y  $\text{MJ/m}^2$  haciendo uso de la ecuación:

$$G_{ext}(0) = \frac{24}{\pi} \cdot G_{SC} \cdot \left[ 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot n}{365}\right) \right] \cdot [\cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \sin(W_s) + W_s \cdot 2\pi 360 \sin \varphi \cdot \sin \delta]$$

En la tabla 5 se indican los resultados obtenidos.

Mes	Gext (kWh/m2)	Gext (MJ/m2)
Enero	4,3126	15,5255
Febrero	5,8462	21,0463
Marzo	7,9034	28,4523
Abril	9,6429	34,7146
Mayo	11,0180	39,6648
Junio	11,9440	42,9985
Julio	11,9443	42,9996
Agosto	10,5862	38,1104
Septiembre	8,5629	30,8265
Octubre	6,5630	23,6269
Noviembre	4,9328	17,7582
Diciembre	4,1953	15,1031
Media	8,1210	29,2356

Tabla 5. Radiación media diaria mensual extraterrestre sobre superficie horizontal para latitud 33° 22'

#### 6.2.4 Cálculo de KT

KT se define como un índice de nubosidad mensual, y se calcula mediante la ecuación:

$$KT = \frac{G_{dm}(0)}{G_{ext}(0)}$$

En nuestro caso, los valores de KT son los de la tabla 6.

Mes	KT
Enero	0,5693
Febrero	0,5296
Marzo	0,5800
Abril	0,5438
Mayo	0,6130
Junio	0,6034
Julio	0,5897
Agosto	0,6002
Septiembre	0,5920
Octubre	0,5848
Noviembre	0,5046
Diciembre	0,4953

Tabla 6. Índice de nubosidad para cada mes

#### 6.2.5 Cálculo de D/Gdm(0)

A partir de los datos de nubosidad para cada mes obtenidos en el apartado anterior se obtienen los valores de D/Gdm(0) [tabla 7] a partir de la expresión:

$$\frac{D}{G_{dm}(0)} = 1,3903 - 4,0273 \cdot K_T + 5,541 \cdot K_T^2 - 3,108 \cdot K_T^3 \dots$$

Mes	D/G <sub>dm</sub> (0)
Enero	0,3200
Febrero	0,3499
Marzo	0,3120
Abril	0,3390
Mayo	0,2878
Junio	0,2949
Julio	0,3050
Agosto	0,2972
Septiembre	0,3032
Octubre	0,3085
Noviembre	0,3697
Diciembre	0,3772

Tabla 7. Valores de D/G<sub>dm</sub>(0) para cada mes

### 6.2.6 Cálculo de W

El ángulo solar horario ( $W$ ) es el desplazamiento angular del Sol respecto al mediodía. Su cálculo se realiza en función de la declinación  $\delta$  y del ángulo de inclinación  $\beta$  de los paneles fotovoltaicos.

En nuestro caso, se determina el ángulo óptimo en todo momento teniendo en cuenta que la inclinación de los paneles se regula automáticamente gracias a los seguidores sobre los que van montados.

Tras el análisis del rango de ángulos comprendidos entre  $15^\circ$  y  $55^\circ$ , y haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$W_s = \arccos[-\tan(\delta) \cdot \tan(\varphi - \beta)]$$

se obtienen los resultados de la tabla 8.

### 6.2.7 Cálculo de R<sub>D</sub>

R<sub>D</sub> se determina a partir de la expresión:

$$R_D = \frac{\cos(\varphi - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \sin(W_s) + W'_s \cdot \sin(\varphi - \beta) \cdot \sin \delta}{\cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \sin(W_s) + W_s \cdot \sin \varphi \cdot \sin \delta}$$

en la que se conocen todas las variables y al aplicar el rango de valores de inclinación de los paneles,  $\beta$ , de  $15^\circ$  y  $55^\circ$ , se llega a los resultados reflejados en la tabla 9.

Beta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
15	80,88	84,73	89,16	94,08	98,09	100,2	99,31	95,87	91,22	86,44	82,07	79,82
16	81,34	84,99	89,20	93,88	97,69	99,70	98,85	95,58	91,16	86,62	82,47	80,33
17	81,78	85,25	89,24	93,68	97,29	99,20	98,40	95,30	91,10	86,79	82,85	80,83
18	82,22	85,50	89,28	93,49	96,90	98,70	97,95	95,01	91,04	86,96	83,24	81,32
19	82,66	85,75	89,32	93,29	96,52	98,22	97,50	94,73	90,98	87,13	83,61	81,81
20	83,09	86,00	89,36	93,10	96,14	97,73	97,06	94,46	90,92	87,30	83,99	82,29
21	83,51	86,24	89,40	92,91	95,76	97,26	96,63	94,19	90,87	87,46	84,35	82,76
22	83,93	86,48	89,44	92,72	95,39	96,79	96,20	93,92	90,81	87,63	84,72	83,23
23	84,35	86,72	89,48	92,54	95,02	96,33	95,78	93,65	90,76	87,79	85,08	83,69
24	84,76	86,96	89,52	92,35	94,66	95,87	95,36	93,38	90,70	87,95	85,44	84,15
25	85,16	87,20	89,55	92,17	94,29	95,41	94,94	93,12	90,65	88,11	85,79	84,61
26	85,57	87,43	89,59	91,99	93,94	94,96	94,53	92,86	90,59	88,27	86,14	85,06
27	85,97	87,66	89,63	91,81	93,58	94,51	94,12	92,60	90,54	88,42	86,49	85,50
28	86,37	87,89	89,66	91,63	93,23	94,06	93,71	92,35	90,49	88,58	86,84	85,95
29	86,76	88,12	89,70	91,46	92,88	93,62	93,31	92,09	90,43	88,73	87,18	86,39
30	87,16	88,35	89,74	91,28	92,53	93,18	92,91	91,84	90,38	88,89	87,52	86,83
31	87,55	88,58	89,77	91,10	92,18	92,74	92,51	91,58	90,33	89,04	87,87	87,27
32	87,94	88,80	89,81	90,93	91,83	92,31	92,11	91,33	90,28	89,19	88,20	87,70
33	88,33	89,03	89,85	90,75	91,49	91,87	91,71	91,08	90,22	89,34	88,54	88,13
34	88,71	89,25	89,88	90,58	91,14	91,44	91,31	90,83	90,17	89,50	88,88	88,57
35	89,10	89,48	89,92	90,40	90,80	91,01	90,92	90,58	90,12	89,65	89,22	89,00
36	89,49	89,70	89,95	90,23	90,46	90,57	90,52	90,33	90,07	89,80	89,55	89,43
37	89,87	89,93	89,99	90,06	90,11	90,14	90,13	90,08	90,02	89,95	89,89	89,86
38	90,26	90,15	90,02	89,88	89,77	89,71	89,74	89,83	89,97	90,10	90,22	90,29
39	90,64	90,37	90,06	89,71	89,43	89,28	89,34	89,58	89,91	90,25	90,56	90,72
40	91,03	90,60	90,10	89,54	89,08	88,85	88,95	89,33	89,86	90,40	90,90	91,15
41	91,42	90,82	90,13	89,36	88,74	88,41	88,55	89,08	89,81	90,56	91,23	91,58
42	91,81	91,05	90,17	89,19	88,40	87,98	88,16	88,83	89,76	90,71	91,57	92,01
43	92,19	91,27	90,20	89,01	88,05	87,55	87,76	88,58	89,71	90,86	91,91	92,45
44	92,59	91,50	90,24	88,84	87,70	87,11	87,36	88,33	89,65	91,01	92,25	92,88
45	92,98	91,73	90,28	88,66	87,36	86,67	86,96	88,08	89,60	91,17	92,59	93,32
46	93,37	91,95	90,31	88,48	87,01	86,23	86,56	87,82	89,55	91,32	92,93	93,76
47	93,77	92,18	90,35	88,31	86,65	85,79	86,15	87,57	89,50	91,47	93,28	94,20
48	94,17	92,42	90,38	88,13	86,30	85,34	85,74	87,31	89,44	91,63	93,63	94,65
49	94,57	92,65	90,42	87,95	85,94	84,89	85,33	87,05	89,39	91,79	93,98	95,10
50	94,97	92,88	90,46	87,77	85,58	84,44	84,92	86,79	89,33	91,95	94,33	95,55
51	95,38	93,12	90,50	87,58	85,22	83,98	84,50	86,53	89,28	92,11	94,68	96,00
52	95,80	93,36	90,53	87,40	84,85	83,52	84,08	86,26	89,22	92,27	95,04	96,46
53	96,21	93,60	90,57	87,21	84,48	83,05	83,65	85,99	89,17	92,43	95,40	96,93
54	96,63	93,84	90,61	87,02	84,11	82,58	83,22	85,72	89,11	92,59	95,77	97,40
55	97,06	94,09	90,65	86,83	83,73	82,10	82,79	85,45	89,06	92,76	96,14	97,87

Tabla 8. Valores mensuales de W para distintos valores de  $\beta$

Beta	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
15	1,509	1,335	1,187	1,058	0,966	0,921	0,940	1,016	1,131	1,272	1,449	1,567
16	1,539	1,354	1,197	1,060	0,965	0,918	0,937	1,016	1,137	1,288	1,476	1,602
17	1,569	1,373	1,206	1,062	0,963	0,915	0,935	1,016	1,143	1,302	1,502	1,636
18	1,599	1,392	1,215	1,064	0,961	0,912	0,932	1,016	1,148	1,317	1,528	1,669
19	1,628	1,410	1,223	1,065	0,958	0,908	0,929	1,016	1,153	1,331	1,553	1,702
20	1,657	1,427	1,232	1,066	0,956	0,904	0,925	1,015	1,158	1,345	1,578	1,734
21	1,685	1,445	1,239	1,067	0,953	0,900	0,922	1,014	1,162	1,358	1,603	1,766
22	1,713	1,461	1,247	1,067	0,950	0,895	0,918	1,012	1,166	1,371	1,627	1,797
23	1,740	1,478	1,254	1,067	0,946	0,891	0,913	1,010	1,170	1,383	1,650	1,828
24	1,767	1,493	1,261	1,067	0,942	0,885	0,909	1,008	1,173	1,395	1,673	1,858
25	1,793	1,509	1,267	1,066	0,938	0,880	0,904	1,006	1,176	1,407	1,695	1,888
26	1,818	1,524	1,273	1,065	0,934	0,875	0,899	1,003	1,179	1,418	1,717	1,917
27	1,843	1,538	1,278	1,064	0,929	0,869	0,893	1,000	1,181	1,428	1,739	1,946
28	1,868	1,552	1,284	1,063	0,924	0,862	0,888	0,997	1,183	1,439	1,759	1,974
29	1,891	1,566	1,288	1,061	0,919	0,856	0,882	0,994	1,185	1,448	1,780	2,001
30	1,915	1,579	1,293	1,058	0,914	0,849	0,876	0,990	1,186	1,458	1,800	2,028
31	1,937	1,591	1,297	1,056	0,908	0,842	0,869	0,986	1,187	1,467	1,819	2,054
32	1,959	1,604	1,300	1,053	0,902	0,835	0,862	0,981	1,187	1,475	1,837	2,079
33	1,981	1,615	1,304	1,050	0,896	0,828	0,855	0,976	1,187	1,483	1,856	2,104
34	2,002	1,626	1,306	1,046	0,889	0,820	0,848	0,971	1,187	1,491	1,873	2,128
35	2,022	1,637	1,309	1,042	0,882	0,812	0,841	0,966	1,186	1,498	1,890	2,152
36	2,042	1,647	1,311	1,038	0,875	0,804	0,833	0,960	1,185	1,505	1,906	2,174
37	2,061	1,657	1,312	1,034	0,868	0,796	0,825	0,954	1,184	1,511	1,922	2,197
38	2,079	1,666	1,313	1,029	0,860	0,787	0,817	0,948	1,182	1,517	1,938	2,218
39	2,097	1,674	1,314	1,024	0,852	0,778	0,808	0,941	1,180	1,522	1,952	2,239
40	2,114	1,682	1,315	1,018	0,844	0,769	0,799	0,935	1,178	1,527	1,966	2,259
41	2,131	1,690	1,315	1,013	0,836	0,759	0,790	0,928	1,175	1,531	1,980	2,279
42	2,146	1,697	1,314	1,007	0,827	0,750	0,781	0,920	1,172	1,535	1,992	2,298
43	2,162	1,704	1,313	1,000	0,818	0,740	0,772	0,913	1,168	1,539	2,005	2,316
44	2,176	1,710	1,312	0,994	0,809	0,730	0,762	0,905	1,164	1,542	2,016	2,333
45	2,190	1,715	1,311	0,987	0,799	0,720	0,752	0,896	1,160	1,544	2,027	2,350
46	2,203	1,720	1,309	0,979	0,790	0,709	0,742	0,888	1,155	1,546	2,038	2,366
47	2,216	1,725	1,306	0,972	0,780	0,698	0,731	0,879	1,150	1,548	2,047	2,381
48	2,228	1,729	1,303	0,964	0,770	0,687	0,721	0,870	1,145	1,549	2,057	2,396
49	2,239	1,732	1,300	0,956	0,759	0,676	0,710	0,861	1,140	1,549	2,065	2,409
50	2,249	1,735	1,297	0,947	0,749	0,665	0,699	0,851	1,134	1,550	2,073	2,422
51	2,259	1,737	1,293	0,939	0,738	0,653	0,687	0,841	1,127	1,549	2,080	2,435
52	2,268	1,739	1,288	0,930	0,727	0,642	0,676	0,831	1,121	1,548	2,087	2,446
53	2,277	1,740	1,283	0,920	0,715	0,630	0,664	0,821	1,114	1,547	2,093	2,457
54	2,284	1,741	1,278	0,911	0,704	0,618	0,652	0,810	1,106	1,545	2,098	2,467
55	2,291	1,741	1,273	0,901	0,692	0,605	0,640	0,800	1,099	1,543	2,103	2,477

Tabla 9. Valores mensuales de  $R_D$  para distintos valores de  $\beta$

### 6.2.8 Cálculo de R

Se puede decir que R es la suma de tres radiaciones: la difusa que incide sobre una superficie horizontal, la que se ve reflejada en tierra e incide sobre una superficie horizontal y la radiación difusa procedente de la atmósfera que incide sobre una superficie inclinada.

El valor de R se calcula mediante la expresión:

$$R = \left(1 - \frac{D}{G_{dm}(0)}\right) \cdot R_D + \frac{D}{G_{dm}(0)} \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + \rho \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right)$$

Asegurando un “índice de reflectancia  $\rho$ ” para el terreno de 0,2, al considerar los distintos ángulos de inclinación para cada mes del año, tal y como hemos hecho en apartados anteriores, y teniendo en cuenta el máximo valor de radiación R, se obtienen los ángulos mensuales óptimos. (Tabla 10)

Mes	Beta máx	R(Bmax)	Beta med	R(Bmed)
Enero	55	1,8526	36	1,6971
Febrero	55	1,4500	36	1,4065
Marzo	41	1,2027	36	1,2032
Abril	23	1,0390	36	1,0122
Mayo	15	0,9743	36	0,9028
Junio	15	0,9429	36	0,8529
Julio	15	0,9564	36	0,8740
Agosto	17	1,0093	36	0,9629
Septiembre	33	1,1220	36	1,1193
Octubre	50	1,3606	36	1,3388
Noviembre	55	1,6591	36	1,5554
Diciembre	55	1,8817	36	1,7147

Tabla 10. Ángulos de máxima radiación para cada mes

Como se puede apreciar claramente, tanto la radiación máxima como la inclinación óptima de los paneles varían de forma simétrica con respecto a los solsticios de verano e invierno. Por lo tanto, consideraremos como meses de “verano” los que van de Abril a Setiembre, ambos inclusive, y de “invierno” los restantes.

De tener una **inclinación fija** para maximizar la producción energética, ésta sería de **36°** para Sevilla. Pero en el caso que nos ocupa, y gracias a disponer de seguidores solares, los paneles tendrán una orientación óptima todo el tiempo. Esto no quiere decir que en Enero se sitúen a 55° ya que esto significa una inclinación fija para todo el mes, sino que en todo momento varían siguiendo la trayectoria solar, pudiendo tener una inclinación media diaria cercana a esta cifra de 55°.

### 6.3 Cálculo del número de paneles

El número de paneles a instalar se calcula teniendo en cuenta que se desea que la instalación tenga una potencia de 1,2 MW, y que este constituida por doce (12) subinstalaciones con una potencia aproximada de 107,520 kWp (la potencia real disminuye con respecto a la pico), conectadas cada una de ellas a un inversor trifásico de 100 kW de salida. A su vez, las salidas de los doce inversores estarán conectadas a 2 centros de transformación formados por dos transformadores, de 630 KVA cada uno, y a los armarios de protección y medida correspondientes.

Para el cálculo se utilizan los siguientes parámetros:

- Tensión de máxima potencia (**Vmp**) = **29,3 V**
- Máxima tensión de entrada de corriente continua en vacío (**Vcc**) = **1.000 V**
- Potencia pico de cada panel, marca Siliken, modelo SLK60P6L (**Pp**) = **224 Wp**
- Potencia de cada subinstalación (**Pi**) = **107,520 kWp**

Por tanto, el número de paneles por subinstalación será de 480, tal como resulta de la siguiente ecuación:

$$N_p = \frac{P_i}{P_p} = \frac{107520Wp}{224Wp} = 480$$

El número de paneles en serie, que viene condicionado por la máxima tensión de entrada de corriente continua en vacío (en nuestro caso es de 1000 V), el número, como máximo, será de treinta y cuatro (34), valor que se obtiene realizando el cálculo siguiente:

$$N_{s_{\max}} = \frac{V_{cc}}{V_{mp}} = \frac{1000V}{29,3V} = 34,13$$

Para garantizar que la tensión en circuito abierto de la instalación nunca supere los 1000 V de tensión máxima de entrada de DC. en vacío, tomaremos 600 V como un valor aceptable de funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, lo que significa que necesitaremos:

$$N_s = \frac{600}{29,3V} = 20,47$$

Es decir, alrededor de veinte (20) paneles en serie. Con este número se determina la tensión en cada rama:

$$V_{rama} = N_s \cdot V_{mp} = 20 \cdot 29,3V = 586V$$

Teniendo en cuenta el número total de paneles y de series, se puede calcular el de ramas en paralelo:

$$N_p = \frac{P_p}{P_s} = \frac{480 \text{ paneles}}{20 \text{ series}} = 24 \text{ ramas}$$

Las veinticuatro (24) ramas en paralelo se dividirán en tres (3) entradas al inversor, con lo que tendremos ocho (8) ramas asociadas a cada seguidor y caja de conexión correspondiente.

Por lo tanto, la huerta solar se compondrá de doce (12) subinstalaciones de 480 paneles cada una, distribuidas en forma de 24 ramas en paralelo de 20 series de paneles, que comportan un total de 5.786 paneles y una potencia de generación de:

$$P_{total} = N_{total.paneles} \cdot P_{panel} = 5760 \cdot 224 \text{ Wp} = 1.290.240 \text{ Wp}$$

#### 6.4 Distancia mínima entre seguidores

Para el cálculo de la distancia mínima entre seguidores, se utiliza el criterio de que al mediodía del solsticio de invierno, caso más desfavorable puesto que las sombras son las más alargadas, no se produzcan sombras sobre las placas. Con este fin se dispone la distribución que se indica en la figura 5.

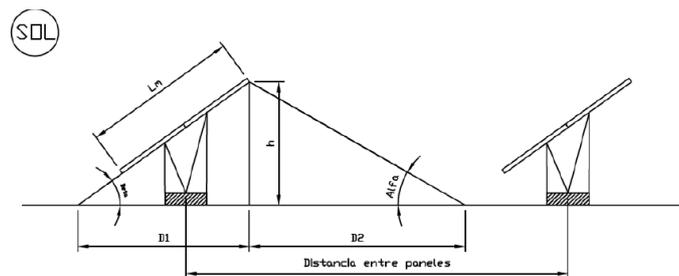


Figura 5.- Elementos geométricos de los seguidores

siendo:

- $L_m$  = Longitud del conjunto de módulos fotovoltaicos, 9 m.
- Beta ( $\beta$ ) = Inclinación del módulo fotovoltaico con respecto al plano horizontal del montaje
- Alfa ( $\alpha$ ) = Altura mínima del Sol al mediodía del solsticio de invierno (21 Dic)
- $h$  = Altura o distancia vertical entre el plano horizontal de montaje y el extremo de la estructura del seguidor solar

Conociendo la declinación solar correspondiente a dicho día, que es de  $-23,45^\circ$ , y la latitud de Sevilla,  $37,5^\circ$ , el ángulo que forman las líneas de radiación solar con la horizontal de nuestra posición será la siguiente:

$$\alpha = 90^\circ - (37,5^\circ + 23,45^\circ) = 29^\circ$$

El valor de la inclinación  $\beta$  que se toma, es el ideal para el mes de Diciembre según los cálculos reflejados en la tabla 8, es decir,  $\beta=55^\circ$ .

Para los cálculos trigonométricos se considera que la estructura del seguidor está elevada 0,7 m, en estas condiciones, a partir de la longitud  $L_m$  del conjunto de módulos fotovoltaicos (9 m) y de los valores de  $\alpha$  y  $\beta$  indicados, obtenemos los siguientes resultados:

$$\begin{aligned} h &= 8.07 \text{ m} \\ h' &= 9.85 \text{ m} \\ D_1 &= x+y+z = 5.65 \text{ m} \\ X &= 2.58 \text{ m} \\ Y &= 3.02 \text{ m} \\ Z &= 0.5 \text{ m} \end{aligned}$$

La sombra que produce un seguidor solar se extiende una distancia  $D_2$ :

$$D_2 = \frac{h}{\tan \alpha} = \frac{8,07}{\tan 29^\circ} = 14,56m$$

La distancia mínima entre seguidores será

$$D_{\min} \geq D_1 + D_2 = 5,65 + 14,56 = 20,21m$$

Según el IDAE, la distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos de altura  $h$  que puedan producirse sombra mutuamente, deberá ser suficientemente amplia para garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno, ello que implica que:

$$d \geq \frac{h}{\tan(61 - \varphi)} = \frac{8,07}{\tan(61^\circ - 37,5^\circ)} = 18,6m$$

Se observa que ambos valores están en torno a los 20 metros. Como la superficie disponible para la instalación de la huerta solar es suficientemente grande, podremos ampliar esta distancia hasta 25 m, asegurando en todo momento la disponibilidad solar.

## 6.5 Producción del generador fotovoltaico

Para calcular la producción media de un sistema fotovoltaico se parte de la media de irradiación solar recibida en  $1 \text{ m}^2$  de superficie, con una orientación  $\alpha$  y una inclinación  $\beta$  iguales a las del campo fotovoltaico.

Para el caso que nos ocupa, y con los datos previamente calculados, la producción del generador fotovoltaico se determina mediante la ecuación:

$$Gdm(\alpha, \beta) = R \cdot Gdm(0)$$

Para una inclinación fija de 36° obtenemos los valores de la tabla 11.

Mes	Gdm (0) [kWh/m2]	Inclinación $\beta$ (°)	Factor R( $\beta$ )	Gdm( $\alpha,\beta$ ) [kWh/m2]
Enero	2,4550	36	1,6971	4,1663
Febrero	3,0960	36	1,4065	4,3545
Marzo	4,5840	36	1,2032	5,5154
Abril	5,2440	36	1,0122	5,3079
Mayo	6,7540	36	0,9028	6,0976
Junio	7,2070	36	0,8529	6,1468
Julio	7,0430	36	0,8740	6,1553
Agosto	6,3540	36	0,9629	6,1181
Septiembre	5,0690	36	1,1193	5,6736
Octubre	3,8380	36	1,3388	5,1384
Noviembre	2,4890	36	1,5554	3,8713
Diciembre	2,0780	36	1,7147	3,5632

Tabla 11. Gdm( $\alpha,\beta$ ) energía captada por m<sup>2</sup> de superficie inclinada

### 6.6 Rendimiento energético del generador fotovoltaico

El seguidor solar elegido es de la marca Esaune Solar, y los valores del aumento de rendimiento se basan en la información obtenida del fabricante. Estos valores son los del porcentaje de aumento de rendimiento mensual en el aprovechamiento de la radiación incidente sobre una superficie con inclinación óptima para una latitud similar a la de Sevilla. De esta forma, aparte de los valores mensuales de radiación sobre superficie horizontal Gdm(0) y sobre superficie inclinada Gdm( $\alpha,\beta$ ), tendremos un tercer conjunto, correspondiente a la radiación aprovechada con el uso de seguimiento solar que se muestra en la tabla 12.

Mes	Gdm( $\alpha,\beta$ ) [kWh/m2]	Seguimiento Solar (%)	Gdm(seg) [kWh/m2]	% sobre Gdm(0)
Enero	4,1663	26,02%	5,2502	113,86%
Febrero	4,3545	21,32%	5,2831	70,64%
Marzo	5,5154	28,13%	7,0667	54,16%
Abril	5,3079	29,74%	6,8866	31,32%
Mayo	6,0976	33,91%	8,1651	20,89%
Junio	6,1468	41,00%	8,6668	20,26%
Julio	6,1553	44,00%	8,8635	25,85%
Agosto	6,1181	38,61%	8,4806	33,47%
Septiembre	5,6736	27,88%	7,2553	43,13%
Octubre	5,1384	26,72%	6,5111	69,65%
Noviembre	3,8713	23,69%	4,7883	92,38%
Diciembre	3,5632	21,58%	4,3319	108,47%
<b>Media</b>	<b>5,1757</b>	<b>30,22%</b>	<b>6,7958</b>	<b>57,01%</b>

Tabla 12. Energía captada por m<sup>2</sup> de superficie inclinada montada sobre un sistema de seguimiento solar de dos ejes (2x)

Como vemos, el aumento medio es significativo: de un 30% con respecto a superficie inclinada fija y de un 57% con respecto a la superficie horizontal. Es, por tanto, un elemento de especial interés puesto que cuanto más se incrementa la potencia instalada, mayor será la ganancia energética con estos sistemas.

En la figura 6 se representa las diferencias entre las diferentes inclinaciones a lo largo del año.

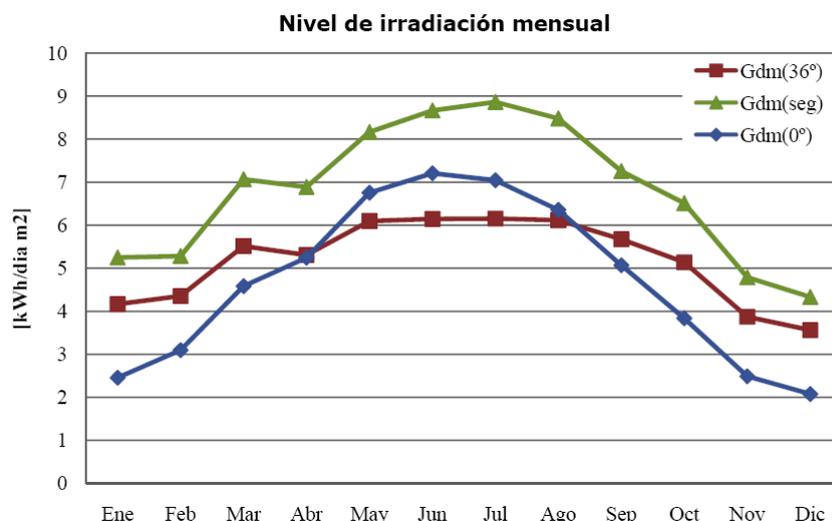


Figura 6. Comparación entre niveles aprovechamiento de la irradiación mensual en Sevilla según el tipo de instalación

Como resumen, en la tabla 13 se recogen los valores mensuales de radiación incidente en la superficie fija inclinada 36° y en la que se encuentra sobre un sistema de seguimiento solar, ambos en W/m<sup>2</sup>

Mes	Gdm(36°) [W/m <sup>2</sup> ]	Gdm(seg) [W/m <sup>2</sup> ]
Enero	173,60	218,76
Febrero	181,44	220,13
Marzo	229,81	294,44
Abril	221,16	286,94
Mayo	254,07	340,21
Junio	256,12	361,12
Julio	256,47	369,31
Agosto	254,92	353,36
Septiembre	236,40	302,31
Octubre	214,10	271,30
Noviembre	161,31	199,51
Diciembre	148,47	180,50
<b>Media</b>	<b>215,65</b>	<b>283,16</b>

Tabla 13. Gdm(36°) y Gdm(seguimiento solar) en unidades de W/m<sup>2</sup>

## 6.7 Rendimiento de los módulos fotovoltaicos

### 6.7.1 Pérdidas por el punto de trabajo

La potencia pico de un módulo fotovoltaico se expresa en “vatios pico” Wp, y viene dada para el punto donde el producto del voltaje por la intensidad es máximo. En esta instalación, estas pérdidas se limitarán a la precisión de dicho dispositivo de búsqueda del punto de máxima potencia, y serán como mucho de un 2%. Por tanto para el rendimiento del punto de trabajo ( $\eta_{pt}$ ), tendremos:

$$\eta_{pt} = 0,98$$

### 6.7.2 Pérdidas por temperatura

Las características técnicas de un módulo solar se facilitan para las condiciones estándar (1.000 W/m<sup>2</sup>, 1,5 AM, 25 °C). En cada célula, y según el catálogo de Siemens, la célula SLK60P6L se ve afectada por la temperatura de la siguiente forma:

$$\frac{dV_{co}}{dT_c} = -129 \frac{mV}{^\circ C}$$

Esto significa que por cada °C de aumento de la temperatura en la célula respecto a 25 °C, el voltaje en circuito abierto disminuye 0,129 V.

Para la determinación de la temperatura de trabajo de los módulos para cada mes, se requiere el dato de TONC (temperatura de operación de la célula) que proporciona Siliken. En este caso, su valor es de  $46 \pm 2$  °C. El TONC se define como la temperatura que alcanza el módulo solar cuando se ve sometido a condiciones de trabajo específicas, (800 W/m<sup>2</sup>, distribución espectral 1,5 AM, 20 °C, velocidad de viento 1 m/s).

La temperatura en cada célula depende exclusivamente de las temperaturas ambiente y de la intensidad de la radiación solar. La diferencia entre ellas se define como:

$$T_c - T_{amb} = C \cdot G_{dm}(\alpha, \beta)$$

siendo “C” una constante con el siguiente valor:

$$C = \frac{TONC(^\circ C) - 20}{800W / m^2}$$

En la tabla 14 se reflejan todos los resultados de los cálculos correspondientes al rendimiento de temperatura ( $\eta_{temp}$ ) de la célula Siliken SLK60P6L con los datos suministrados por el fabricante y utilizando el método indicado, para el caso de estructura fija y de seguimiento solar, respectivamente.

Mes	Temp. Med. diurna (°C)	TONC (°C)	C	Gdm(36°) [W/m <sup>2</sup> ]	Temp. Célula (°C)	Dif. Temp. 25 °C	dVco (V)	Rendim. Temp.	Gdm(seg.) [W/m <sup>2</sup> ]	Temp. Célula (°C)	Dif. Temp. 25 °C	dVco (V)	Rendim. Temp.
Enero	12,7	46	0,0325	173,60	18,3	-6,7	0,9	1,03	218,76	19,8	-5,2	0,7	1,02
Febrero	14,5	46	0,0325	181,44	20,4	-4,6	0,6	1,02	220,13	21,7	-3,3	0,4	1,01
Marzo	17,8	46	0,0325	229,81	25,3	0,3	0,0	1,00	294,44	27,4	2,4	-0,3	0,99
Abril	19,1	46	0,0325	221,16	26,3	1,3	-0,2	0,99	286,94	28,4	3,4	-0,4	0,98
Mayo	22,4	46	0,0325	254,07	30,7	5,7	-0,7	0,98	340,21	33,5	8,5	-1,1	0,96
Junio	26,6	46	0,0325	256,12	34,9	9,9	-1,3	0,96	361,12	38,3	13,3	-1,7	0,94
Julio	28,8	46	0,0325	256,47	37,1	12,1	-1,6	0,95	369,31	40,8	15,8	-2,0	0,93
Agosto	29,0	46	0,0325	254,92	37,3	12,3	-1,6	0,95	363,36	40,5	15,5	-2,0	0,93
Septiembre	25,6	46	0,0325	236,40	33,3	8,3	-1,1	0,96	302,31	35,4	10,4	-1,3	0,95
Octubre	22,0	46	0,0325	214,10	29,0	4,0	-0,5	0,98	271,30	30,6	5,8	-0,8	0,97
Noviembre	16,6	46	0,0325	161,31	21,8	-3,2	0,4	1,01	199,51	23,1	-1,9	0,2	1,01
Diciembre	13,6	46	0,0325	148,47	16,4	-6,6	0,8	1,03	180,50	19,5	-5,5	0,7	1,02
<b>Media</b>	<b>20,7</b>	<b>46</b>	<b>0,0325</b>	<b>215,65</b>	<b>27,7</b>	<b>2,7</b>	<b>-0,4</b>	<b>0,99</b>	<b>263,16</b>	<b>29,9</b>	<b>4,9</b>	<b>-0,6</b>	<b>0,98</b>

Tabla 14. Rendimiento por temperatura de célula para estructura fija y estructura con seguimiento solar.

### 6.7.3 Pérdidas por distorsión

Las pérdidas por conexionado o distorsión son debidas a que los módulos fotovoltaicos no son homogéneos en cuanto a su potencia nominal, con lo que pueden registrar desviaciones respecto al valor teórico de hasta un  $\pm 10\%$ . En el huerto solar de este proyecto se traba con módulos de la marca Siliken del tipo SLK60P6L y 224 Wp, en cuyo catálogo se indica que la desviación con respecto a la potencia máxima escogida es del 5%, lo que significa que el rendimiento por distorsión ( $\eta_{dis}$ ):

$$SilikenSLK60P5L(224Wp) \eta_{dis} = 0,95$$

### 6.7.4 Pérdidas por suciedad

Las pérdidas por acumulación de polvo en los módulos pueden oscilar entre un valor nulo después de llover y el 8% cuando están muy sucios. Se tomará un valor medio de pérdidas del 3%, y por lo tanto, un rendimiento de pérdidas por suciedad ( $\eta_{pol}$ ) de

$$\eta_{pol} = 0,97$$

### 6.7.5 Pérdidas por reflectancia angular

Las pérdidas por reflectancia angular y espectral se dan sobre el vidrio y la superficie de los módulos, pueden despreciarse al mediodía solar ( $\pm 2$  h), con atmósfera clara o cuando se trabaja con seguidores solares a 2 ejes. Su valor es más elevado en invierno que en verano y también para localidades de mayor latitud.

Por lo tanto, los valores medios por defecto de los rendimientos por reflectancia angular ( $\eta_{ref}$ ) que se considerarán son los siguientes:

$$\eta_{ref}(\text{instalaciones fijas}) = 0,97$$

$$\eta_{ref}(\text{seguimiento solar}) = 1$$

### 6.7.6 Pérdidas por sombreado

Para el caso que nos ocupa, y suponiendo que los paneles adoptan una inclinación constante de  $36^\circ$  todos los meses, no habrá pérdidas por sombreado ya que no hay ningún elemento en altura que pueda afectar a la instalación y, en consecuencia, los rendimientos por sombreado ( $\eta_{sombros}$ ) serán:

$$\eta_{sombros} = 1$$

Para seguidores solares

$$\eta_{sombros} = 0,97$$

### 6.7.7 Horas pico solar (Hps)

Para calcular este valor hay que dividir la radiación total incidente sobre el panel ( $\text{kWh/m}^2$  año) entre  $1 \text{ kW/m}^2$ , que es la radiación estándar para la cual el panel suministra su máxima potencia. En esta instalación asciende a 224 Wp.

En la tabla 15 se recogen los  $\text{kWh/m}^2$  de radiación total incidente, mensual y anual sobre las dos configuraciones de instalación fotovoltaica que estamos analizando en este proyecto.

Mes	Días	Gdm( $36^\circ$ )		Gdm(seg)	
		diaria [kWh/m <sup>2</sup> ]	mensual [kWh/m <sup>2</sup> ]	diaria [kWh/m <sup>2</sup> ]	mensual [kWh/m <sup>2</sup> ]
Enero	31	4,1663	129,16	5,2502	162,76
Febrero	28	4,3545	121,93	5,2831	147,93
Marzo	31	5,5154	170,98	7,0667	219,07
Abril	30	5,3079	159,24	6,8866	206,60
Mayo	31	6,0976	189,03	8,1651	253,12
Junio	30	6,1468	184,40	8,6668	260,01
Julio	31	6,1553	190,81	8,8635	274,77
Agosto	31	6,1181	189,66	8,4806	262,90
Septiembre	30	5,8736	170,21	7,2553	217,66
Octubre	31	5,1384	159,29	6,5111	201,84
Noviembre	30	3,8713	116,14	4,7883	143,65
Diciembre	31	3,5632	110,46	4,3319	134,29
<b>Total anual</b> [kWh/m <sup>2</sup> año]	365		<b>1891,30</b>		<b>2484,58</b>

Tabla 15. Radiación total incidente en un año sobre los paneles

La instalación de un sistema de seguimiento solar mejora el aprovechamiento de la radiación solar incidente en un 31%. Las horas pico solar para la instalación vienen dadas por las expresiones siguientes:

Inclinación fija 36°:

$$Hps = \frac{Gdm(36^\circ) \left[ \frac{kWh}{m^2 \text{ año}} \right]}{1 \frac{kW}{m^2}} = \frac{1891.3}{1} = 1891,3h / \text{año}$$

Si el año tiene 8760 h, este valor de Hps supone un 21,6% del tiempo total o un 43,2% de las horas de día del año (suponiendo 12 horas de luz como media).

Seguimiento solar:

$$Hps = \frac{Gdm(seg) \left[ \frac{kWh}{m^2 \text{ año}} \right]}{1 \frac{kW}{m^2}} = \frac{2484,58}{1} = 2484,58h / \text{año}$$

Si el año tiene 8760 h, este valor de Hps supone un 28,36% del tiempo total o un 56,73% de las horas de día del año (suponiendo 12 horas de luz como media).

## 6.8 Rendimientos en el resto del sistema

### 6.8.1 Rendimiento del inversor

El rendimiento de un inversor CC/CA ( $\eta_{inv}$ ) varía en función de su calidad, forma de onda régimen de trabajo, etc. En el caso que nos ocupa, el escogido ha sido un Siemens, modelo "Sinvert Solar 100", cuyo rendimiento, suministrado por el fabricante, es el siguiente:

$$\eta_{inv} = 0,96$$

### 6.8.2 Rendimiento del cableado

Las pérdidas máximas en el cableado han de ser de un 2% en la parte de corriente alterna (AC) y de un 1.5% en la parte de continua (DC). Esto hace que las pérdidas debido al transporte de la electricidad por el cableado sean del 3.5%.



Podemos asumir que los valores de rendimiento por cableado en corriente continua ( $\eta_{DC}$ ) y corriente alterna ( $\eta_{AC}$ ) son los siguientes:

$$\eta_{DC} = 0,985$$

$$\eta_{AC} = 0,98$$

### 6.8.3 Rendimiento del transformador

Al estar el sistema vertiendo su energía a la red de MT, la medida de su cuantía total entregada por la huerta solar se realizará después del transformador BT/MT, por lo que hay que evaluar las pérdidas ocasionadas por éste, además de su consumo en vacío.

Por término medio oscilarán entre un 2 y un 3%, con lo que el rendimiento del transformador ( $\eta_{trafo}$ ) será:

$$\eta_{trafo} = 0,97$$

## 6.9 Rendimiento global del sistema

Una vez analizados los rendimientos parciales se puede calcular el rendimiento global de los sistemas (PR) para instalaciones con paneles fijos y con seguidores solares, respectivamente a partir de la expresión:

$$PR = \eta_{pt} \cdot \eta_{temp} \cdot \eta_{dis} \cdot \eta_{pot} \cdot \eta_{ref} \cdot \eta_{somb} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb} \cdot \eta_{cab} \cdot \eta_{MT} \cdot \eta_{otros}$$

### 6.9.1 Rendimiento paneles fijos

Al multiplicar los rendimientos parciales de un sistema con paneles fijos y una inclinación de 36°. El valor del “performance ratio” PR es de 0,7779, o lo que es lo mismo, un rendimiento energético del 77,79% sobre la potencia total teórica de la instalación.

### 6.9.2 Rendimiento paneles con seguimiento solar

Al multiplicar los rendimientos parciales de un sistema con seguimiento solar en dos ejes, el valor del “performance ratio” PR es de 0,7703, o lo que es lo mismo, un rendimiento energético del 77,03% sobre la potencia total teórica de la instalación.

En la figura 7 se muestra el factor de rendimiento en paneles con seguimiento solar y fijo.

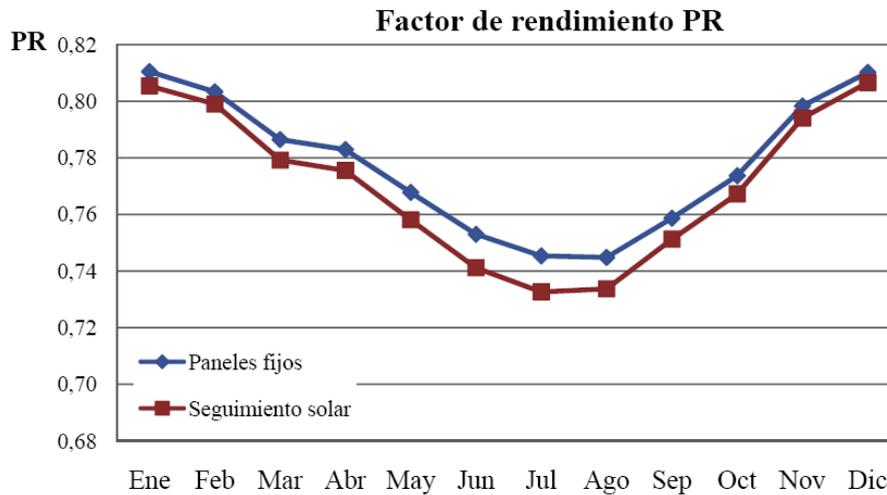


Figura 7. Evolución mensual del factor de rendimiento PR

### 6.10 Producción eléctrica del generador fotovoltaico ( $E_D$ )

Conocido el rendimiento total de la instalación, que es del 77,79% para orientación fija y de 77,03% con seguidores solares, podemos calcular la producción eléctrica, en ambos casos, sabiendo el nivel de radiación solar incidente  $G_{dm}$  que corresponde y la potencia del sistema.

Por lo tanto, la producción media diaria  $E_D$  de un campo solar fotovoltaico en kilovatios hora al día (kWh/día) será igual a:

$$E_D \left( \frac{kWh}{día} \right) = kWp \cdot G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR$$

La potencia pico instalada en la huerta solar asciende a 1.290.240 Wp, siendo la correspondiente a cada subsistema su doceava parte, es decir, 107.520 Wp. (Tabla 16)

Así mismo, es útil conocer el ratio kWh/kWp de la instalación, ya que es un indicador del nivel de aprovechamiento de la fuente energética. Depende en gran medida de la latitud del lugar y del rendimiento del sistema instalado. En este caso asciende a 1.464 para la orientación fija y a 1.900 para la opción con seguimiento solar.

Se puede decir que en ambos casos es un valor muy elevado, lo que se debe principalmente a la climatología, las condiciones y la latitud de Sevilla.

Mes	Días	Pot. Instalada [kWp]	Orientación fija 36°				Seguimiento solar en dos ejes				
			Gdm( $\alpha,\beta$ ) [kWh/día m <sup>2</sup> ]	PR( $\alpha,\beta$ )	E <sub>CI</sub> [kWh/día]	E <sub>CI</sub> [kWh/mes]	Gdm(seg) [kWh/día m <sup>2</sup> ]	PR(seg)	E <sub>CI</sub> [kWh/día]	E <sub>CI</sub> [kWh/mes]	
Enero	31	1.290,240	4,1663	0,8105	4.357	135.061	5,2502	0,8054	5.456	169.130	
Febrero	28	1.290,240	4,3545	0,8034	4.514	126.381	5,2831	0,7990	5.446	152.498	
Marzo	31	1.290,240	5,5154	0,7865	5.597	173.498	7,0667	0,7792	7.104	220.238	
Abril	30	1.290,240	5,3079	0,7829	5.362	160.858	6,8866	0,7755	6.891	206.725	
Mayo	31	1.290,240	6,0976	0,7678	6.041	187.256	8,1651	0,7581	7.986	247.578	
Junio	30	1.290,240	6,1468	0,7530	5.972	179.159	8,6668	0,7412	8.288	248.640	
Julio	31	1.290,240	6,1553	0,7453	5.919	183.498	8,8635	0,7326	8.378	259.728	
Agosto	31	1.290,240	6,1181	0,7448	5.879	182.264	8,4806	0,7337	8.028	248.881	
Septiembre	30	1.290,240	5,6736	0,7587	5.554	166.615	7,2553	0,7513	7.033	210.980	
Octubre	31	1.290,240	5,1384	0,7737	5.129	159.009	6,5111	0,7672	6.445	199.810	
Noviembre	30	1.290,240	3,8713	0,7984	3.988	119.632	4,7883	0,7940	4.906	147.171	
Diciembre	31	1.290,240	3,5632	0,8102	3.725	115.468	4,3319	0,8066	4.508	139.755	
<b>Producción energética anual [kWh]</b>						<b>1.888.698</b>					<b>2.451.136</b>
<b>Ratio [kWh/kWp]</b>						<b>1.464</b>					<b>1.900</b>

Tabla 16. Producción eléctrica del generador fotovoltaico (E<sub>D</sub>)

**Producción eléctrica de la huerta solar fotovoltaica [kWh]**

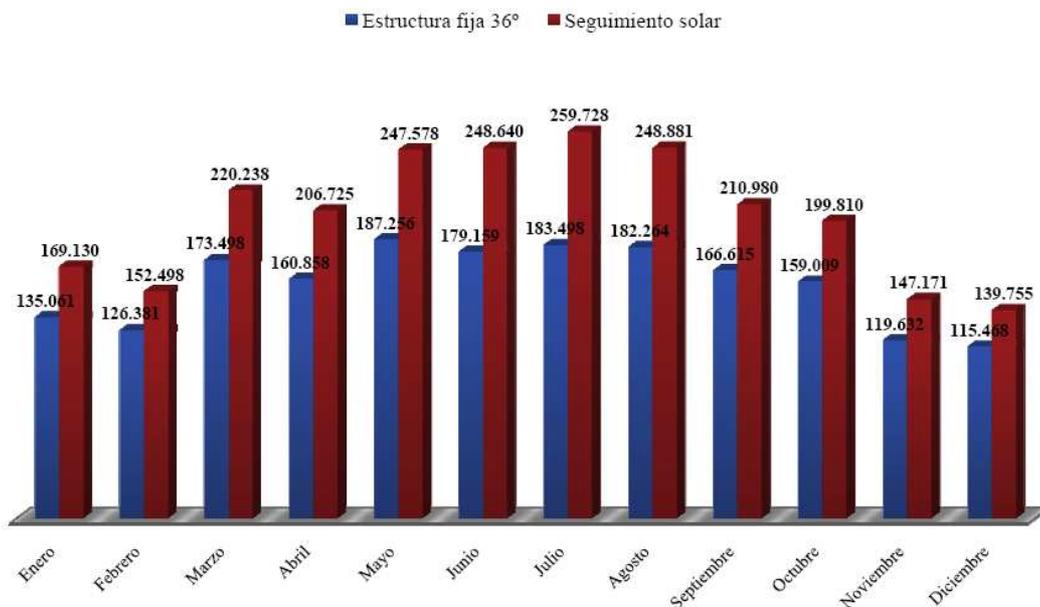


Figura 8. Evolución mensual la producción eléctrica del sistema

## 7. CÁLCULOS ELÉCTRICOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED

En la tabla 17 se resumen las principales características de la huerta solar.

Características huerta solar fotovoltaica		<i>Totalidad</i>	
<i>Por subinstalación</i>		Número de subinstalaciones	12
Número de de ramas en paralelo	24	Número total de seguidores	96
Número de paneles en cada rama	20	Número total de paneles	5.760
Número de paneles	480	Número de inversores	12
Potencia pico de los paneles (Wp)	224	Número de C.T.	2
Número de seguidores	8	Transformadores por C.T.	2
Número de ramas por seguidor	3	<b>Potencia TOTAL de la huerta solar (W)</b>	<b>1.290.240</b>
<b>Potencia de cada subinstalación (Wp)</b>	<b>107.520</b>		

Tabla 17. Principales características de la huerta solar

### 7.1 Potencia de los módulos fotovoltaicos o potencia instalada

La potencia de los módulos fotovoltaicos o potencia instalada corresponde a la suma de las potencias de todos los paneles instalados. Como se ha indicado, en cada subinstalación existen 24 ramas iguales de 20 módulos cada una. Cada módulo Siliken LK60P6L elegido posee una potencia de 224 Wp. Por tanto, las potencias de cada rama y de los módulos de la huerta solar serán:

Potencia de cada rama:  $224 \cdot 20 = 4480 \text{ Wp}$   
 Potencia de cada subsistema:  $4480 \cdot 24 = 107520 \text{ Wp}$   
 Potencia de los módulos:  $107520 \cdot 12 = 1290240 \text{ Wp}$

Hay que tener en cuenta que la potencia de los módulos fotovoltaicos o potencia instalada no se considera como potencia nominal o potencia de la instalación fotovoltaica, sino que ésta vendrá definida por la suma de la potencia de los inversores que intervienen en las tres fases (r, s, t) de la instalación en condiciones normales de funcionamiento, según reza el RD 1663/2000.

### 7.2 Tensión de máxima potencia de la línea

Según las características de los módulos de Siliken SLK60P6L, la tensión en punto de máxima potencia es de 29,3 V por módulo. Por lo tanto, con los 20 módulos conectados en serie, tendremos:

Tensión de máxima potencia de la línea:  $29,3 \text{ V} \cdot 20 = 586 \text{ V}$

### 7.3 Tensión máxima de salida de la línea

Según las características de los módulos Siliken utilizados, la tensión en circuito abierto de cada uno es de 36,8 V, con lo que con 20 unidades en serie tendremos:



Tensión de máxima de salida de la línea:  $36,8 * 20 = 736 \text{ V}$

#### **7.4 Cálculo de los inversores**

Se necesita un inversor cuya potencia de conexión recomendada contenga la suma de las potencias máximas de cada rama. Por ello la instalación se dotará de doce (12) inversores trifásicos de la marca SIEMENS y modelo SINVERT SOLAR 100, ya que son los que más se adecúan a nuestras necesidades.

Éstos deben cumplir las condiciones siguientes:

##### **Condición I**

- Margen de tensión del inversor: 450 – 750 V
- Suma de las tensiones en el punto de máxima potencia de todos los módulos de la rama: 586 V

Al ser  $450 \text{ V} < 586 \text{ V} < 750 \text{ V}$ , se cumple la condición I.

##### **Condición II**

- Tensión máxima de entrada al inversor: 900 V
- Suma de las tensiones de circuito abierto de todos los módulos de la rama: 736 V

Al ser  $736 \text{ V} < 900 \text{ V}$ , se cumple la condición II.

#### **7.5 Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal**

La potencia nominal de la instalación no es la suma de las potencias de los módulos que la componen, sino la de los inversores que se encargan de transformar la electricidad de corriente continua a alterna. Ya que la potencia máxima de salida de cada inversor es de 105 kW, la potencia nominal de la huerta solar fotovoltaica será de:

$$\text{Potencia nominal} = 105 \text{ kW} * 12 \text{ inversores} = 1.260 \text{ kW}$$

## 7.6 Cálculo de las secciones de los conductores

En las tablas 18, 19 y 20 se resumen las características de los conductores de la huerta solar.

Conexión subsistema	Seguidores - CCP				CCP - Inversor			
	Longitud de línea (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Caida de tensión (V)	Caida de tensión (%)	Longitud de línea (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Caida de tensión (V)	Caida de tensión (%)
1	61	10	2,17	0,37%	82	50	4,67	0,80%
2	68		2,42	0,41%	68		3,87	0,66%
3	50		1,78	0,30%	61		3,47	0,59%
4	25		0,89	0,15%	50		2,84	0,49%
5	45		1,60	0,27%	68		3,87	0,66%
6	50		1,78	0,30%	61		3,47	0,59%
7	38		1,35	0,23%	38		2,16	0,37%
8	45		1,60	0,27%	43		2,45	0,42%
9	70		2,49	0,42%	63		3,58	0,61%
10	45		1,60	0,27%	43		2,45	0,42%
11	70		2,49	0,42%	63		3,58	0,61%
12	50		1,78	0,30%	62,5		3,56	0,61%
Media	51	10	1,83	0,31%	59	50	3,33	0,57%
Máxima	70	10	2,49	0,42%	82	50	4,67	0,80%

Tabla 18. Longitudes, secciones y pérdidas para las líneas de seguidores a inversores

Conexión subsistema	Inversor - C.T.				C.T. - red			
	Longitud de línea (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Caida de tensión (V)	Caida de tensión (%)	Longitud de línea (m)	Sección (mm <sup>2</sup> )	Caida de tensión (V)	Caida de tensión (%)
1	170	150	6,38	1,59%	100	240	0,73	0,005%
2	155		5,81	1,45%				
3	95		3,56	0,89%				
4	171,5		6,43	1,61%				
5	76		2,85	0,71%				
6	136		5,10	1,28%				
7	46		1,73	0,43%				
8	36		1,35	0,34%				
9	125		4,69	1,17%				
10	86		3,23	0,81%				
11	111		4,16	1,04%				
12	155		5,81	1,45%				
Media	114	150	4,26	1,06%	100	240	0,73	0,005%
Máxima	171,5	150	6,43	1,61%	100	240	0,73	0,005%

Tabla 19. Longitudes, secciones y pérdidas para las líneas de inversores a red de distribución

Sección (mm <sup>2</sup> )	Tramo	Nº conduct.	Material	Longitud (m)	Long. Cable total (m)
1,5	Alumbrado	2	Cu	1000	2000
	PLC's	2	Cu	1000	2000
2,5	Seguidores	3	Cu	3000	9000
	Fuerza	2	Cu	1000	2000
10	Seguidores - CCP	2	Cu	7000	14000
50	CCP -Inversores	3	Cu	1500	4500
	S. auxiliares	2	Cu	1500	3000
150	Inversores - C.T.	4	Cu	1500	6000
	C.T. - red	1	Al	150	150
240	C.T. - red	3	Al	150	450

Tabla 20. Longitudes de los conductores usados en la instalación

Un aspecto importante al emplear este tipo de tecnologías, es el balance medioambiental que conforman.

## 8. BALANCE MEDIOAMBIENTAL DE LA HUERTA SOLAR DE 1,2 MW

Sabiendo que nuestra huerta solar produce 2.541.136 kWh al año (204.261 kWh por subinstalación), las emisiones anuales evitadas de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>, respecto a la misma generación de una central térmica de carbón son:

$$2.541.136 \frac{kWh}{año} \cdot 0,340 \frac{kgCO_2}{kWh} = 833.386 \frac{kgCO_2}{año} = 833,4 \frac{tCO_2}{año}$$

$$2.541.136 \frac{kWh}{año} \cdot 0,506 \frac{gNO_x}{kWh} = 1.240.275 \frac{gNO_x}{año} = 1,24 \frac{tNO_x}{año}$$

$$2.541.136 \frac{kWh}{año} \cdot 0,701 \frac{gSO_2}{kWh} = 1.718.246 \frac{gSO_2}{año} = 1,72 \frac{tSO_2}{año}$$

Si suponemos que la huerta solar fotovoltaica va a tener una vida útil de **30 años**, las emisiones evitadas durante todo este tiempo, ascienden aproximadamente, a 25 kt de CO<sub>2</sub>, 37 t de NO<sub>x</sub>, y 51.5 t de SO<sub>2</sub>

Estos valores nos dan una idea de las ventajas medioambientales que se obtienen de la instalación de una central fotovoltaica respecto de una térmica de carbón, lo cual debe llevar a la reflexión y el impulso de este tipo de tecnología.

La viabilidad del proyecto se estima en el siguiente apartado en función de su rentabilidad.



## 9. ESTUDIO DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Los elementos que intervienen en el cálculo de la rentabilidad son los que se indican seguidamente.

**Inversión.** Coste de la instalación, incluido el proyecto y los trámites administrativos. Ascende a 780.345 € por subinstalación de 100 kW con seguimiento solar.

**Subvenciones a la inversión.** Cantidad total recibida en forma de ayudas o subvenciones a fondo perdido. En este caso se considerará nula con el fin de determinar el periodo de recuperación de la inversión más desfavorable.

**Generación eléctrica.** Electricidad total generada por la instalación solar, en función de la potencia de la instalación. Cada subinstalación generará 204.261 kWh a lo largo de un año.

**Costes de explotación.** Conjunto de gastos que supone la gestión y explotación de la cubierta fotovoltaica. Para este tipo de proyectos se supone que asciende al 1% del coste total de la instalación. Contemplan los gastos de facturas, elaboración de las liquidaciones de IVA, póliza del seguro de responsabilidad civil sobre el valor de la instalación y mantenimiento (preventivo y correctivo).

**Precio de venta de la energía.** Según la ITC/3860/2007, por la cual se actualizan las tarifas eléctricas para el 2008, la tarifa de venta de la electricidad para instalaciones de la categoría b.1.1 de  $P \leq 100$  kW, como en nuestro caso, es de 0,455134 €/kWh los primeros 25 años y 0,364107 €/kWh para el resto de vida de la planta

Estas tarifas se irán actualizando anualmente en función del IPC-0.25%.

### 9.1 Valor actual neto (VAN)

Para el cálculo de la rentabilidad de cada instalación de 100 kW, se ha utilizado una tasa de inflación constante del 3.6% (valor a octubre de 2007) y una tasa de interés del 5%, que es la usual para este tipo de proyectos.

El VAN es un término que permite calcular el valor presente de un determinado flujo de caja futuro, es decir, actúa junto con el TIR (Tasa Interna de Retorno) como indicador el nivel de rentabilidad de un proyecto. Si al final de la vida de la instalación su VAN es positivo, quiere decir que se ha recuperado la inversión.

En nuestro caso, se recupera la inversión de cada subinstalación puesto que el **VAN = 1.640.594 €**

### 9.2 Tasa de retorno de la inversión (TIR)

El TIR es el valor de la tasa de interés (T.I.) que hace 0 el VAN y se calcula para toda la vida de la instalación. En este caso para cada subinstalación de 100 kW con seguimiento solar, se obtiene un **TIR = 11.47 %**

## 10. LEGISLACIÓN RELACIONADA

La legislación de aplicación para la central solar fotovoltaica de conexión a red de este proyecto es la siguiente:

1. **Orden del 5 de setiembre de 1985**, por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica.
2. **Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre**, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
3. **Real Decreto 1995/2000, de 1 de diciembre**, por el que se regulan los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica en general (Título VIII). Se aplica en el caso de conexión a la red de alta tensión
4. **Resolución de 31 de mayo de 2001**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
5. **Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto** por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.
6. **Real Decreto 661/2007 de 25 de Mayo**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
7. **Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre**, que tiene por objeto establecer el procedimiento para revisión de las tarifas eléctricas a partir de enero de 2008.
8. **Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero**, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. Modifica al RD 661/2007 y a la Orden ITC/3860/2007.
9. **Decreto 50/2008, de 19 de febrero**, por el que se regulan los procedimientos administrativos referidos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica emplazadas en la Comunidad Autónoma de Andalucía.



## 11. BIBLIOGRAFÍA RELEVANTE

### A) LIBROS Y PUBLICACIONES

- Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. “Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red”. Departamento de energía solar del IDAE y CIEMAT. Octubre 2002.
- “Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica”. CIEMAT (Centro de investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas). Madrid, 2002.
- “Energía Solar en España 2007. Estado actual y perspectivas”. CIEMAT. Madrid, 2007.
- “Energía solar fotovoltaica en la Comunidad de Madrid”. ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica). Madrid, 2004.
- Carlos del Cañizo Nadal. “La energía solar fotovoltaica: presente y futuro”. Instituto de Energía Solar Universidad Politécnica de Madrid”. Abril 2003.
- “Seguidores solares de doble eje”. Departamento técnico de Mecasolar. Mayo 2007.
- Pep Puig, Marta Jofra. “Energías renovables para todos. Energía solar fotovoltaica”. Haya Comunicación. 2006.
- Varios autores. “Módulo V: Energía solar. Máster energías renovables y eficiencia energética”. Universidad de Castilla-La Mancha. 2007.
- “Estudio instalación solar fotovoltaica para conexión a red”. Sol de Hogar. 2006.
- “Energía solar fotovoltaica. Manual del instalador”. Ente Regional de la Energía. Junta de Castilla y León. 2005.
- “Manuales Energías Renovables - Solar Fotovoltaica (1ª edición)”. Editorial San José. Costa Rica. 2002
- “Energías renovables en el medio rural. Manual práctico”. Instituto Tipperary, Irlanda. Ed. Aderco. Octubre 2007.
- “Guía técnica de aplicación del reglamento electrotécnico de baja tensión”. Fundación técnica industrial. Editorial Consultoría y Edición Digital. Enero 2004

### B) PÁGINAS WEB CONSULTADAS

<http://ideam.gov.co>: IDEAM (Instituto de hidrología, meteorología y estudios ambientales de Colombia)

<http://www.solarviews.com>: Vistas del Sistema Solar.

<http://www.nasa.gov>: NASA (National Aeronautics and Space Administration)

<http://www.physicalgeography.net>: Physical Geography. University of British Columbia Okanagan. <http://homepage.mac.com/uriarte/>: Historia del clima de la Tierra. Antón Uriarte Cantolla.

<http://www.unesa.es/>: UNESA (Asociación Española de la Industria Eléctrica).



<http://www.satel-light.com/>: The European Database of Daylight and Solar Radiation.  
<http://www.aemet.es>: Agencia Estatal de Meteorología.  
<http://www.censolar.es/>: Centro de Estudios de la Energía Solar.  
[www.bcp-energia.it](http://www.bcp-energia.it): BCP energía SRL.  
<http://www.atersa.com/>: ATERSA. Electricidad solar.  
<http://www.mecasolar.com/>: MECASOLAR. Seguidores solares de alta tecnología.  
<http://www.es.prysmian.com>: Prysmian cables y sistemas.  
<http://www.energiasrenovables.ciemat.es/>: Portal de energías renovables del CIEMAT.  
<http://www.docutechnia.com>: Documentación y reglamentos eléctricos. Guías de aplicación  
<http://jumanjisolar.blogspot.com/>: Blog sobre inversiones en energía solar fotovoltaica.  
<http://www.instalacionenergiasolar.com/>: Actualidad sobre tecnología solar fotovoltaica.  
<http://sunbird.jrc.it/pvgis/>: Datos de radiación solar. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) – European Commission. The Joint Research Centre, JRC  
<http://solar.ujaen.es>: Grupo de Investigación y Desarrollo de Energía solar y Automática (IDEA). Universidad de Jaén.