

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS  
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**



**Proyecto / Trabajo Fin de Carrera**

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN  
FOTOVOLTAICA PARA LA  
ALIMENTACIÓN DE UNA TORRE DE  
CONTROL**

(Design of a Photovoltaic installation for the  
power supply of a control tower)

Para acceder al Título de

**INGENIERO DE TELECOMUNICACIÓN**

**Autor: Adrián Fernández Vicente**

**Octubre 2014**

***Agradecimientos:***

*A mi tutor, **Jesús Mirapeix**, por toda su colaboración en todo momento.*

*A **J. I. Prieto**, por regalarme su ayuda desinteresada .*

*A **Nachin**, por estar siempre al pie del cañón.*

*A **Julián**, por su apoyo desde lejos.*

*A **ella**, por ser incomprensible.*

*A **mi hermano Néstor**, por ser tan duro pero siempre ayudando a su manera.*

*A **mis padres**, por ser siempre tan exigentes y hacer que no me conforme con nada.*

*A **mis amigos y familia**, para no olvidar a nadie.*

*Pero sobre todo a los que no me creían capaz de ello.*

# ÍNDICE

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>2</b>
1.1.	DESCRIPCIÓN .....	2
1.2.	ALCANCE DEL PROYECTO.....	2
<b>2.</b>	<b>ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>4</b>
2.1.	DESCRIPCIÓN .....	4
2.2.	HISTORIA.....	8
2.3.	ENERGÍA SOLAR EN ESPAÑA .....	10
2.4.	IMPORTANCIA DE LA ENERGÍA SOLAR .....	10
2.5.	EL EFECTO FOTOVOLTAICO .....	11
2.6.	LA RADIACIÓN SOLAR .....	12
2.7.	DISTRIBUCIÓN DE RADIACIÓN EN ESPAÑA.....	13
2.8.	EL PANEL FOTOVOLTAICO.....	15
2.9.	TECNOLOGÍAS DE CONCENTRACIÓN FOTOVOLTAICA.....	18
2.10.	VENTAJAS E INCONVENIENTES DE LAS INTALACIONES FOTOVOLTAICAS .....	19
2.11.	MANTENIMIENTO .....	20
2.12.	TIPO DE INSTALACIONES .....	20
2.13.	ACTUALIDAD Y FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	20
2.14.	ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA .....	22
<b>3.</b>	<b>NORMAS Y REGLAMENTOS APLICABLES .....</b>	<b>24</b>
<b>4.</b>	<b>INSTALACIÓN DEL SISTEMA .....</b>	<b>25</b>
4.1.	EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN .....	25
4.2.	CONSUMO DE LA TORRE DE CONTROL.....	27
4.3.	ELECCIÓN DE LA POTENCIA DE TRABAJO .....	27
4.4.	PANELES SOLARES .....	33
4.5.	INVERSORES.....	36
4.6.	CONEXIÓN DE LOS PANELES .....	40
4.7.	DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS DE MÓDULOS.....	42
4.8.	PREVISIÓN DE ENERGÍA .....	43
4.8.1.	<i>Pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima .....</i>	<i>43</i>
4.8.2.	<i>Pérdidas de radiación solar por sombras .....</i>	<i>45</i>
4.8.3.	<i>Pérdidas por temperatura .....</i>	<i>46</i>
4.8.4.	<i>Pérdidas por cableado.....</i>	<i>47</i>
4.8.5.	<i>Pérdidas por polvo y suciedad.....</i>	<i>47</i>
4.8.6.	<i>Pérdidas en el inversor .....</i>	<i>48</i>
4.8.7.	<i>Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia .....</i>	<i>48</i>
4.8.8.	<i>Cálculo del Perfomance Ratio (PR) .....</i>	<i>48</i>
4.8.9.	<i>Cálculo de la producción anual esperada.....</i>	<i>49</i>
4.9.	SOPORTES .....	50
4.10.	SUPERFICIE DE LA INSTALACIÓN .....	51
4.11.	PRESUPUESTO .....	52
4.11.1.	<i>Materiales .....</i>	<i>53</i>
4.11.2.	<i>Mano de obra.....</i>	<i>53</i>
4.11.3.	<i>Presupuesto de ejecución material .....</i>	<i>53</i>
4.11.4.	<i>Presupuesto final.....</i>	<i>54</i>

<b>5.</b>	<b>AMORTIZACIÓN.....</b>	<b>55</b>
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES. ....</b>	<b>57</b>
<b>7.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>58</b>
<b>I.</b>	<b>ANEXO 1.....</b>	<b>60</b>
<b>II.</b>	<b>ANEXO 2.....</b>	<b>62</b>
<b>III.</b>	<b>ANEXO 3.....</b>	<b>64</b>
<b>IV.</b>	<b>ANEXO 4.....</b>	<b>67</b>
<b>V.</b>	<b>ANEXO 5.....</b>	<b>91</b>
<b>VI.</b>	<b>ANEXO 6.....</b>	<b>94</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. VARIACIONES DE LA CONSTANTE SOLAR. ....	4
FIGURA 2. ESQUEMA INDICANDO LOS DIFERENTES TIPOS DE RADIACIÓN. ....	5
FIGURA 3. POSICIONES DE LA TIERRA RESPECTO AL SOL A LO LARGO DEL AÑO [REF]. ....	6
FIGURA 4. EJES DE ROTACIÓN DE LA TIERRA [REF]. ....	7
FIGURA 5. ÓRBITA DE LA TIERRA. ....	7
FIGURA 6. ENERGÍA DIRECTA SOBRE UNA SUPERFICIE. ....	8
FIGURA 7. INCIDENCIA DE LOS RAYOS EN FUNCIÓN DE LA INCLINACIÓN DE LA SUPERFICIE. ....	8
FIGURA 8. EVOLUCIÓN ESTIMADA DE LA POTENCIA ANUAL Y ESTIMADA HASTA 2020. (FUENTE IDAE). ....	13
FIGURA 10. IRRADIACIÓN GLOBAL Y POTENCIAL SOLAR ELÉCTRICO PARA MÓDULOS FV INCLINADOS ÓPTIMAMENTE EN ESPAÑA (FUENTE: JRC). ....	15
FIGURA 11. PRODUCCIÓN MUNDIAL DE CÉLULAS FV POR TECNOLOGÍAS (FUENTE: PHOTON INTERNACIONAL) ....	16
FIGURA 12. POTENCIA E INTENSIDAD DE CORRIENTE DE UNA CÉLULA FOTOVOLTAICA EN FUNCIÓN DE LA IRRADIANCIA INCIDENTE. ....	17
FIGURA 13. CURVA CARACTERÍSTICA DE UNA CÉLULA DE SILICIO CRISTALINA ....	17
FIGURA 14. EFECTO DE LA TEMPERATURA SOBRE LA POTENCIA. ....	18
FIGURA 15. ESTRUCTURA ENERGÉTICA PRIMARIA. AÑO 2010. ....	22
FIGURA 16. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD RENOVABLE ELÉCTRICA INSTALADA 2000-2010. ....	23
FIGURA 17. SITUACIÓN GEOGRÁFICA DE ESTUDIO. ....	25
FIGURA 18. RADIACIÓN SOLAR EN ESPAÑA. ....	25
FIGURA 19. ZONAS CLIMÁTICAS DE ASTURIAS. ....	26
FIGURA 20. ESQUEMA GENERAL DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. ....	27
FIGURA 21. COMPARACIÓN DE LA GARANTÍA DE RENDIMIENTO ENTRE DIFERENTES MARCAS. ....	34
FIGURA 22. PANEL SW 190 MONO BLACK Y SUS DIMENSIONES. ....	36
FIGURA 23. INVERSOR SOLARMAX MT. ....	37
FIGURA 24. CONEXIONADO INICIALMENTE PROPUESTO DE CADA INVERSOR CON LOS PANELES SOLARES. ....	41
FIGURA 25. CONEXIONADO FINAL DE CADA INVERSOR CON LOS PANELES SOLARES. ....	42
FIGURA 26. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE PANELES SOLARES. ....	43
FIGURA 28. LÍMITES PARA LA INCLINACIÓN EN EL CASO DE LATITUD $41^{\circ}$ . ....	44
FIGURA 27. ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE UN PANEL SOLAR. ....	44
FIGURA 29. DIAGRAMA DE TRAYECTORIAS DEL SOL Y PERFIL DE SOMBRAS. ....	45
FIGURA 30. CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS DE LOS PANELES SOLARES. ....	46
FIGURA 31. CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS DE LOS PANELES SOLARES. ....	47
FIGURA 32. EFICIENCIA INVERSOR. ....	48
FIGURA 33. DISTRIBUCIÓN DE PANELES SOLARES SOBRE SOPORTES. ....	51

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1. RADIACIÓN GLOBAL DEPENDIENDO DE LAS CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS .....	5
TABLA 2.2. RENDIMIENTOS ACTUALES DE LAS PLACAS FOTOVOLTAICAS. ....	16
TABLA 2.3. CONTRIBUCIÓN DE LAS RENOVABLES EN TÉRMINOS DE ENERGÍA PRIMARIA SOBRE EL CONSUMO TOTAL. ....	23
TABLA 2.4. EVOLUCIÓN DE CAPACIDAD ELÉCTRICA INSTALADA 2000-2010.....	23
TABLA 4.1. RADIACIÓN MEDIA DIARIA SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL DE LOS MUNICIPIOS PERTENECIENTES A LA ZONA CLIMÁTICA B (WH/M <sup>2</sup> DÍA) .....	26
TABLA 4.2. CONSUMO TORRE DE CONTROL EN KW.....	27
TABLA 4.3. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS INVERSORES SELECCIONADOS.....	29
TABLA 4.4. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS SELECCIONADOS.....	29
TABLA 4.5. ESTIMACIÓN DEL PRESUPUESTO INICIAL.....	30
TABLA 4.6. PROMEDIO DIARIO DE RADIACIÓN SOLAR POR METRO CUADRADO PARA CADA MES. ....	31
TABLA 4.7. ESTIMACIÓN DEL BENEFICIO NETO OBTENIDO A LOS 25 AÑOS PARA VARIOS CASOS.....	32
TABLA 4.8. COMPARATIVA DE LA EVOLUCIÓN DEL RENDIMIENTO DE LOS CUATRO PANELES SELECCIONADOS. ....	34
TABLA 4.9. COMPARATIVA DEL BENEFICIO NETO OBTENIDO CON LOS CUATRO PANELES SELECCIONADOS. ....	35
TABLA 4.10. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS INVERSORES SOLARMAX MT.....	37
TABLA 4.12. ESTIMACIÓN DEL BENEFICIO NETO OBTENIDO A 25 AÑOS EN VARIOS CASOS.....	39
TABLA 4.13. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE SALIDA DE LOS PANELES SELECCIONADOS. ....	40
TABLA 4.14. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE SALIDA DE LOS INVERSORES SELECCIONADOS. ....	40
TABLA 4.15. TABLA DE REFERENCIA V1 DE PÉRDIDAS DE RADIACIÓN SOLAR POR SOMBRAS. ....	46
TABLA 4.16. CÁLCULO PÉRDIDAS POR TEMPERATURA. ....	47
TABLA 4.17. . CÁLCULO DEL PERFORMANCE RATIO.....	49
TABLA 4.18. . CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA.....	50
TABLA 4.19. COSTE DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN SOLAR. ....	52
TABLA 4.20. PRESUPUESTO DE MATERIALES. ....	53
TABLA 4.21. PRESUPUESTO DE MANO DE OBRA. ....	53
TABLA 4.22. PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL. ....	53
TABLA 4.23. PRESUPUESTO FINAL. ....	54
TABLA 5.1. AMORTIZACIÓN. ....	55

# MEMORIA

# 1. Introducción

## 1.1. Descripción

El presente proyecto recoge el diseño de una instalación fotovoltaica para el aeropuerto de Asturias, situado en Ranón (Asturias). El estudio se llevará a cabo con el propósito de conectar dicha instalación a la red, con intención de satisfacer al máximo posible el propio consumo eléctrico generado en el aeropuerto.

Se dimensionará la instalación y se elegirán los elementos óptimos y necesarios para el buen funcionamiento del sistema, buscando eficacia, sencillez y economía.

Inicialmente se expondrán los conceptos básicos del efecto fotoeléctrico, esto es, la forma en la que se realiza la conversión de la energía solar en electricidad a partir de las células fotovoltaicas. Posteriormente, se estudiará el funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos conectados a red, sus principales componentes y las recomendaciones que deben de tenerse en cuenta a la hora de realizar el diseño y finalmente, se estudiará el presupuesto necesario para la implementación del proyecto.

## 1.2. Alcance del proyecto

En la actualidad existe una constante búsqueda de nuevos recursos energéticos para satisfacer la demanda de la sociedad, lo cual se ha convertido a día de hoy en una exigencia debido al aumento del consumo energético en el mundo, derivado (entre otros factores) de un extraordinario crecimiento de la población mundial.

Pese a existir varias posibilidades de energías renovables, algunas de ellas, ya sea por motivos técnicos o económicos, no han conseguido desarrollarse por completo, esto es, alcanzar una madurez tecnológica que permita una penetración en el mercado notable. Esta es la principal causa por la que la mayor parte de la energía, aún a día de hoy, se obtiene a partir de los llamados combustibles fósiles, compuestos principalmente por el petróleo y sus derivados, el gas natural y el carbón.

Al inicio de la era industrial, cuando dichos combustibles fósiles se consideraron una nueva fuente de energía, se creía que serían fuentes ilimitadas y de impacto ambiental despreciable, pero debido al aumento progresivo de la demanda energética, cada vez resulta más difícil encontrar yacimientos de estos combustibles.

Además hay que tener en cuenta el daño que dichos combustibles, junto a otros factores, están haciendo a nuestro medio ambiente. El principal es el conocido como efecto invernadero, al que se supone como principal causa del calentamiento global. Por ello hay que fomentar el uso de energías renovables y los gobiernos han promovido políticas y actuaciones como el Protocolo de Kioto, un convenio internacional que busca limitar las emisiones de gases para evitar el efecto invernadero mencionado anteriormente.

Otro de los factores negativos derivados del elevado uso de los hidrocarburos y de las emisiones nocivas derivadas es la denominada lluvia ácida, la cual produce efectos negativos en el suelo y en consecuencia, en la flora y la fauna.

Uno de los factores más importantes en el desarrollo tecnológico de las naciones es la disponibilidad de recursos energéticos, por dicho motivo además de ir en busca de nuevas reservas asociadas a las fuentes de energía convencionales, hay que centrar el interés en el estudio de nuevas posibilidades energéticas que puedan llegar a

proporcionar una mayor diversidad y una mejora en la explotación de recursos naturales. Esto hace que los países con recursos naturales insuficientes, como puede ser España, posean una desventaja a la hora de desarrollar nuevas energías, y dependan energéticamente de otros, por ello hay que potenciar el estudio de las energías renovables, solar, eólica, mareomotriz o térmica.

Este proyecto se va a centrar en la energía proveniente directamente del Sol y que permite convertir la radiación luminosa del mismo en energía eléctrica: la energía solar fotovoltaica.

En resumen, el objetivo del presente proyecto es el estudio de la viabilidad de una instalación de energía renovable, la cual nos aporta diferentes ventajas:

- Es una fuente virtualmente inagotable de energía.
- Se ahorra energía primaria convencional.
- Se contribuye a aumentar el grado de autoabastecimiento.
- Independencia del mercado ante la variación del precio del petróleo y otros combustibles fósiles.
- Se trata de una energía limpia que contribuye a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, que son los gases que más contribuyen al efecto invernadero.

Durante los últimos años, los diferentes gobiernos de España han promovido la instalación de energías renovables mediante, por ejemplo, la inclusión de una prima sobre el precio de mercado del kWh producido. Esta prima ha sido temporalmente suspendida desde febrero de 2012. Se mostrará la viabilidad de la instalación para el caso de suspensión indefinida de la prima y para el caso de restauración de la misma.

## 2. Energía solar fotovoltaica

### 2.1. Descripción

*“La energía solar fotovoltaica aprovecha la radiación solar para transformarla directamente en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Este efecto consiste en la emisión de electrones por un material cuando se le ilumina con radiación electromagnética.”*

La cantidad de energía que transmite el Sol en un segundo es del orden de  $4 \times 10^{26}$  J (esta cantidad de energía sería suficiente para abastecer las necesidades energéticas en la Tierra a lo largo de un año).

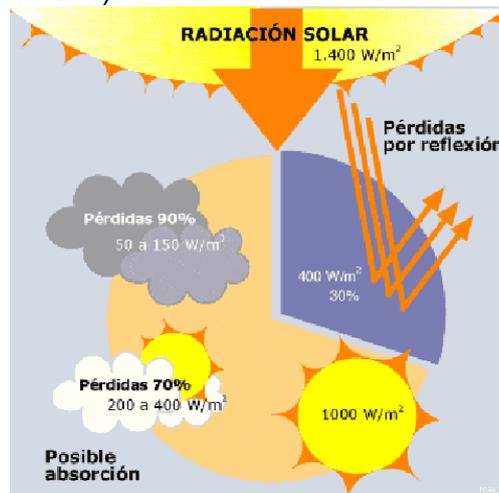


Figura 1. Variaciones de la constante solar.

La energía radiante del Sol se reparte por el espacio según una esfera ficticia en todas las direcciones, siendo el Sol el centro, y cuyo radio crece a la misma velocidad que la propia radiación, es por ello que, cuanto mayor sea el radio, menor será la energía que llegue a ese punto.

El valor aproximado de esta intensidad a la distancia que se encuentra nuestro planeta del Sol se conoce como constante solar y tiene un valor de aproximadamente  $1400 \text{ W/m}^2$ . Dicho valor que indica la radiación antes de atravesar la atmósfera terrestre, sufre ligeras variaciones debido a que la distancia entre la Tierra y el Sol no es rigurosamente constante, ya que la órbita terrestre no es circular sino elíptica.

La radiación que llega a la superficie se ve afectada no sólo por la distancia, sino también por la capa atmosférica, dentro de la cual cabe destacar la reflexión en la parte superior de las nubes y la absorción parcial por las diferentes moléculas del aire. Esto hace que la intensidad que llega a la superficie, incluso en días claros y atmósfera muy limpia, rara vez supere los  $1000 \text{ W/m}^2$ .

También es de destacar que, aunque los rayos solares se trasladen en línea recta, los fotones al llegar a la atmósfera sufren difusiones y dispersiones, esta luz difundida finalmente llega también a la superficie, y al haber cambiado muchas veces de dirección al atravesar la atmósfera, lo hace como si proviniese de toda la bóveda celeste. A esta radiación se le conoce con el nombre de radiación difusa, la cual hace que un cuerpo esté recibiendo siempre una cierta cantidad de energía por todas sus partes, incluso por aquellas que no reciben la luz del sol directamente.

Para el caso particular del presente proyecto se considerará la suma de la radiación difusa y la radiación directa, formando así la radiación total. La radiación difusa supone aproximadamente un tercio de la radiación total que se recibe a lo largo del año.

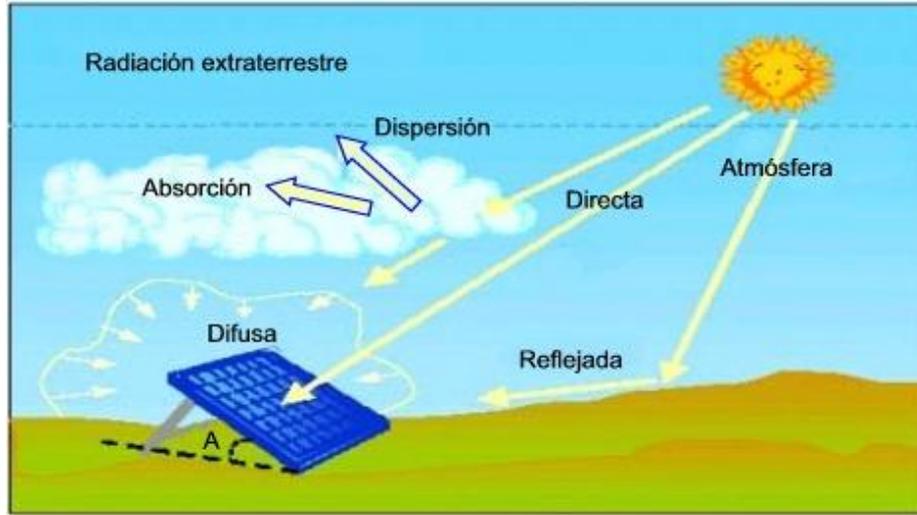


Figura 2. Esquema indicando los diferentes tipos de radiación.

Aunque en un día despejado la radiación directa es mucho mayor que la difusa, ésta última será, la única forma posible de radiación en los días cubiertos, filtrándose más o menos homogéneamente por toda la bóveda celeste a través de la capa nubosa. La radiación difusa supone aproximadamente un tercio de la radiación total que se recibe a lo largo del año.

Condiciones climatológicas	Radiación Global	Radiación difusa
Cielo claro	600 – 1000 W/m <sup>2</sup>	10 – 20 %
Cielo parcialmente nublado	200 – 400 W/m <sup>2</sup>	20 – 80%
Cielo totalmente nublado	50 – 100 W/m <sup>2</sup>	80 – 100%

Tabla 2.1. Radiación global dependiendo de las condiciones climatológicas.

### Posición de la Tierra Respecto del Sol

Debido a la inclinación del eje de traslación de la Tierra con respecto al plano de su órbita alrededor del Sol y su forma esférica, un mismo punto de la superficie terrestre recibe los rayos con una inclinación diferente, según la época de año, y por tanto, la energía efectiva que incide en un metro cuadrado de superficie horizontal varía considerablemente.

En invierno los rayos del Sol caen con un ángulo pequeño respecto a la horizontal, lo contrario que en verano, en que el ángulo es mucho mayor, llegando a alcanzar la perpendicular en las zonas cercanas al ecuador y en los momentos centrales del día.

Por esa razón, la energía total incidente en un determinado período de tiempo, también es mucho mayor en las horas centrales del día que en las horas cercanas al amanecer o a la puesta de Sol.

Aunque es conocido que es la Tierra la que gira alrededor del Sol y no al revés, a efectos prácticos todavía resulta útil, y conduce a los mismos resultados, suponer que es el Sol que gira alrededor de nuestro planeta, describiendo una órbita aproximadamente circular. Con este modelo ficticio, el Sol se comporta como una

luminaria que se eleva todos los días desde el Este y hacia el Oeste, describiendo en el cielo un arco más o menos amplio, según la época del año.

En primavera y verano el arco de la trayectoria solar es más grande, el Sol se eleva más sobre el horizonte y permanece más tiempo brillando en el cielo. Por el contrario, en invierno los puntos del horizonte por donde sale y se oculta están más próximos entre sí, la trayectoria es más corta y menos elevada, y el tiempo que transcurre entre el amanecer y la puesta de Sol es mucho menor. Lógicamente, cuanto mayor es la duración del día solar, más cantidad de energía se podrá recoger a lo largo del día.

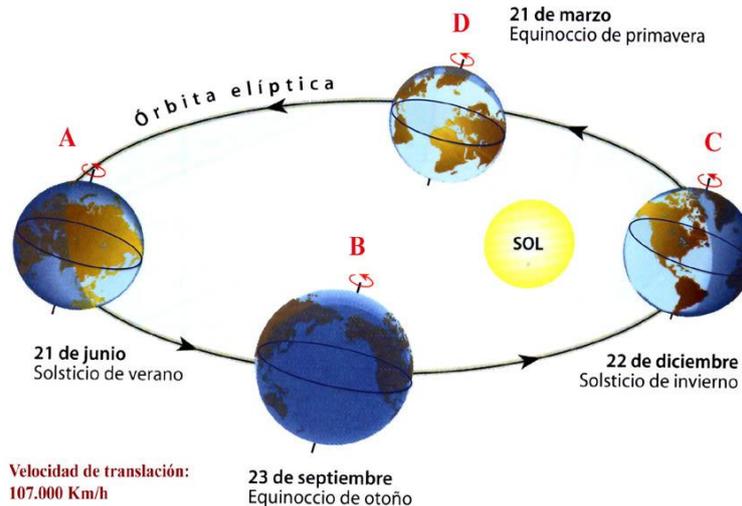


Figura 3. Posiciones de la Tierra respecto al sol a lo largo del año [ref].

Además, otro factor incluso más importante que el de la duración del día, es el hecho de que cuanto menos elevada sea la trayectoria solar, con menor ángulo incidirán los rayos con respecto al suelo horizontal y, según se ha dicho, la intensidad asociada será menor, al tener que repartirse la energía en un área mayor.

El plano en el que está contenida la órbita terrestre, a través de la cual se mueve alrededor del Sol, se llama plano de Eclíptica.

El eje de rotación de la Tierra, es decir, la recta que une los polos Norte y Sur, forma un ángulo de  $23,5^\circ$  con la normal al plano de la Eclíptica, siendo este hecho de una especial relevancia, ya que es el responsable de la diferente duración del día según la época del año, dando lugar al fenómeno de las estaciones.

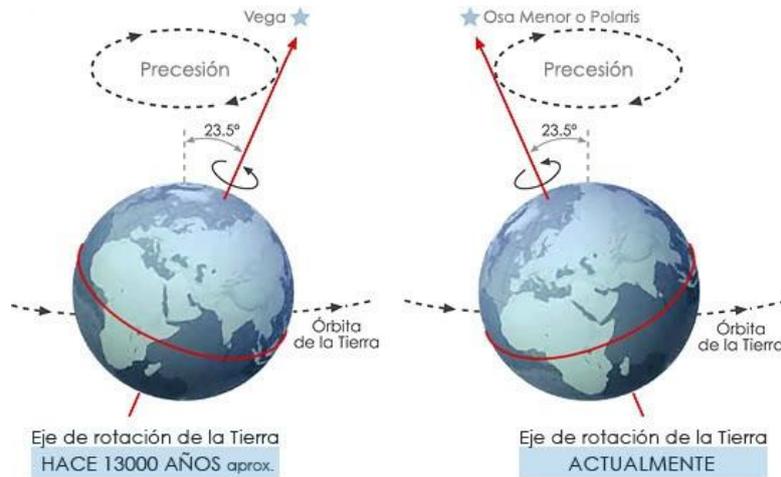


Figura 4. Ejes de rotación de la Tierra [ref].

Los dos momentos del año en que la duración del día es igual a la de la noche (12 horas) se denominan equinoccios y suceden aproximadamente el 21 de marzo (equinoccios de primavera) y el 21 de septiembre (equinoccio de otoño).

El día de más duración del año coincide con el solsticio de verano (21 junio en el hemisferio Norte) y el de menor duración con el de invierno (21 de diciembre en el hemisferio Norte). Las estaciones son, de esta manera, los cuatro períodos del año delimitados por los dos equinoccios y los dos solsticios.

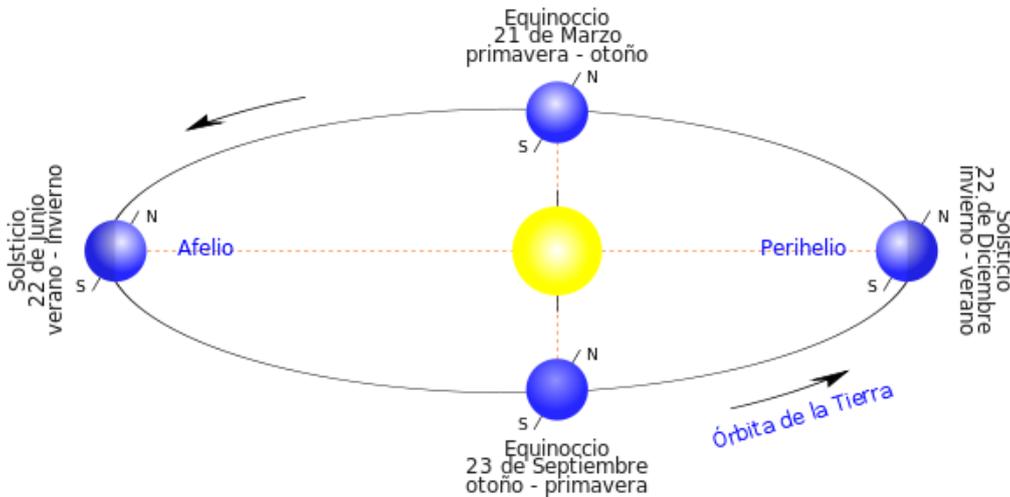


Figura 5. Órbita de la Tierra.

### LA IRRADIACIÓN SOBRE UNA SUPERFICIE

La irradiación,  $E$ , se define como la cantidad de energía radiante que llega a una superficie dada en un tiempo determinado. La intensidad radiante,  $I$ , es la energía incidente por unidad de tiempo,  $t$ , y superficie  $S$ . La relación existente entre ellos es:

$$I = \frac{E}{S \cdot t} \tag{1}$$

La cantidad de energía debida a la radiación directa que una superficie expuesta a los rayos solares puede interceptar dependerá del ángulo formado por los rayos y la superficie en cuestión. Si la superficie es perpendicular a los rayos este valor es máximo, disminuyendo a medida que lo hace dicho ángulo.

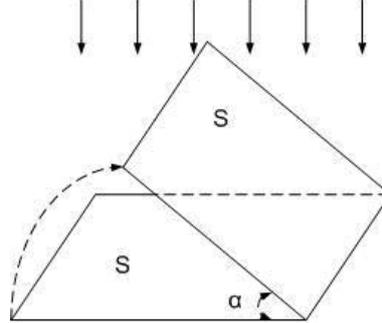


Figura 6. Energía directa sobre una superficie.

Es evidente que la intensidad sobre la superficie varía en la misma proporción que lo hace la energía  $E$ , por lo que, si se denomina  $I'$  a la intensidad directa sobre la superficie

inclinada, e  $I_D$  a la intensidad directa sobre la horizontal, se obtiene:

$$I'_D = I_D \times \cos \alpha . \quad (2)$$

Este efecto de inclinación es la causa por la que los rayos solares calientan mucho más al mediodía que en las primeras horas de la mañana, ya que en estos últimos casos el ángulo que forma el rayo con la normal a la superficie es grande y, por tanto, el factor  $\cos \alpha$  hace que la intensidad sea pequeña.

La diferente inclinación de los rayos solares es asimismo la causa por la que las regiones de latitudes altas (más cercanas a los polos) reciban mucha menos energía que las más cercanas al ecuador.

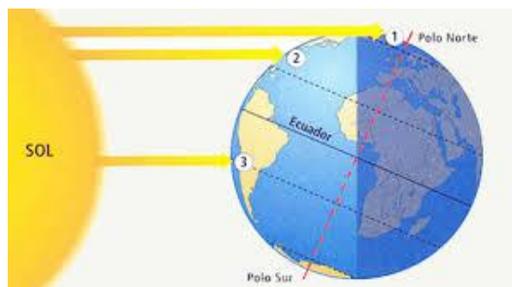


Figura 7. Incidencia de los rayos en función de la inclinación de la superficie.

## 2.2. Historia

El término fotovoltaico proviene del griego *phos*, que significa “luz” y voltaico, término asociado a la electricidad, en honor al científico italiano Alejandro Volta, (que también proporciona el término *voltio* a la unidad de medida de la diferencia de potencial en el Sistema Internacional de Medidas).

El término fotovoltaico comenzó a usarse en Inglaterra desde el año 1849. El efecto fotovoltaico fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Becquerel, pero no fue hasta 1883 cuando Charles Fritts, construyó la primera célula solar, recubriendo una muestra de selenio semiconductor con un pan de oro para formar el empalme.

Obviamente, este antiguo dispositivo no poseía una eficiencia elevada, de hecho rondaba un 1%, hasta que Russel Ohl patentó la célula solar moderna en el año 1946, aunque Sven Ason Berglund había patentado, con anterioridad, un método que trataba de incrementar la capacidad de las células fotosensibles. La era moderna de la tecnología de potencia solar no llegó hasta el año 1954 cuando los laboratorios Bell descubrieron de manera accidental que los semiconductores de silicio dopado con ciertas impurezas eran muy sensibles a la luz.

Todos estos avances llevaron a la fabricación de la primera célula solar, la cual tuvo un rendimiento aproximado del 6%. La URSS lanzó su primer satélite espacial en el año 1957, y los EEUU un año después. En el diseño de éste se usaron células solares creadas por Peter Lles en un esfuerzo encabezado por la compañía *Hoffman Electronics*.

Fue en marzo de 1958 cuando se lanzó el satélite norteamericano Vanguard, la primera nave espacial que uso paneles solares. Este hecho generó un gran interés en la producción y lanzamiento de satélites geoestacionarios en los que la energía provendría de un dispositivo de captación de la luz solar. Ello hizo que en ese momento se invirtiese más en el desarrollo de esta tecnología, y incrementaran las mejoras en los paneles solares.

En 1970 se creó la primera célula solar con hetero-estructura de arseniuro de galio (GaAs) y altamente eficiente se desarrolló en la extinguida URSS por Zhore Alferov y su equipo de investigación.

La producción de equipos de deposición química de metales por vapores orgánicos o MOCVD (*Metal Organic Chemical Vapor Deposition*) no se desarrolló hasta los años 80 del siglo pasado, limitando la capacidad de las compañías en la manufactura de células solares de arseniuro de galio.

La primera compañía que manufacturó paneles solares en cantidades industriales, a partir de uniones simples de GaAs, con una eficiencia referida a AM0 (Air Mass Zero) del 17% fue la norteamericana ASEC (*Applied Solar Energy Corporation*). La conexión dual de la celda se produjo en cantidades industriales por ASEC en 1989, de manera accidental, como consecuencia de un cambio del Ga As sobre los sustratos de Ga As a Ga As sobre sustratos de germanio.

El dopaje accidental de germanio (Ge) con GaAs como capa amortiguadora creó circuitos de voltaje abiertos, demostrando el potencial del uso de los sustratos de germanio como otras celdas. Una celda de uniones simples de Ga As llegó al 19% de eficiencia AMO en 1993. ASEC desarrolló la primera celda de doble unión para las naves espaciales usadas en EEUU, con una eficiencia de un 20% aproximadamente. Estas celdas no usan el germanio como segunda celda, pero usan una celda basada en GaAs con diferentes tipos de dopaje.

De manera excepcional, las células de doble unión de GaAs pueden llegar a producir eficiencias AMO del orden del 22%. Las uniones triples comienzan con eficiencias del orden del 24% en el 2000, 26% en el 2002, 28% en el 2005, y han llegado, de manera corriente al 30% en el 2007. En 2007, dos compañías norteamericanas *Emcore Photovoltaics* y *Spectrolab*, producen el 95% de las células solares del 28% de eficiencia. A pesar de esto, no hemos de olvidar que las células comerciales siguen teniendo una eficiencia del 16%.

### **2.3. Energía solar en España**

Como se comentó anteriormente, España es un país pobre en recursos en la explotación de recursos naturales fósiles, sin embargo, el potencial solar de España es el más alto de Europa debido a su privilegiada situación y climatología. En este sentido, hacer una instalación para obtener este tipo de energía puede ser mucho más barato y rentable de lo que inicialmente puede suponerse.

La energía solar es una de las fuentes de energía renovable que más desarrollo está experimentando en los últimos años y con mayores expectativas para el futuro. Cada año, el Sol arroja sobre la Tierra cuatro mil veces más energía de que la que vamos a consumir, lo que demuestra que esta fuente energética está aún infravalorada y, sobre todo, poco explotada en relación a sus posibilidades.

El uso del Sol como fuente de energía no es algo nuevo: muchas culturas de la antigüedad en todo el mundo construían sus edificios basándose en la posición del astro para obtener mejores rendimientos. Sin embargo, el aprovechamiento del Sol no es exclusivo de zonas con alta radiación solar. Alemania, por ejemplo, a pesar de contar con poca radiación solar, es el país con más instalaciones solares de toda Europa, con alrededor del 62% de toda la potencia solar instalada en el continente.

Como consecuencia de lo anteriormente comentado, es lógico intentar aprovechar por todas las vías posibles dicha energía gratuita, limpia e inagotable, que puede liberarnos definitivamente de la dependencia del petróleo o de otras alternativas poco seguras, contaminantes o, simplemente, agotables.

Por otro lado hay que hacer un inciso e indicar que también existen otros problemas que se deben afrontar y superar. Aparte de las dificultades que una política energética solar avanzada conllevaría por sí misma, hay que tener en cuenta que esta energía está sometida a continuas fluctuaciones. Como por ejemplo, la radiación solar es menor en invierno, precisamente cuando más se necesita.

Es importante proseguir con el desarrollo y perfeccionamiento de la tecnología de captación, acumulación y distribución de la energía solar, para conseguir que se haga competitiva.

### **2.4. Importancia de la energía solar**

El Sol produce energía en muchísima mayor cantidad de la que podemos usar. Con una expectativa de vida de varios miles de millones de años se trata de la fuente energética de mayor duración que se conozca, junto por ejemplo con la energía eólica. . Recogiendo de forma adecuada la radiación solar, se puede obtener calor y electricidad.

El calor se logra mediante los captadores o colectores térmicos, y la electricidad, a través de los llamados módulos fotovoltaicos. Ambos procesos nada tienen que ver entre sí, ni en cuanto a su tecnología ni en su aplicación.

Muchas de las fuentes energéticas renovables tienen su origen, directa o indirectamente en el Sol.

Comparada con las fuentes energéticas renovables de origen no solar, la energía solar manifiesta una serie de ventajas con respecto a las otras nada despreciables:

- Todo el mundo tiene acceso a la radiación solar. Los costes de la explotación son nulos o mínimo, una vez en funcionamiento la energía fluye con costes nulos o extremadamente bajos.
- Con una energía aproximada de  $1000 \text{ W/m}^2$ , la densidad máxima de potencia de la radiación global sobre la superficie de la Tierra supone un múltiplo bastante elevado en comparación con otras fuentes energéticas, tales como, la energía geotérmica ( $0.063 \text{ W/m}^2$ ).
- La presencia de la radiación solar sobre nuestro planeta se corresponde, en gran medida, con las regiones de asentamiento humano, lo que favorece la organización de una industria energética descentralizada.
- La evolución cronológica de la radiación solar puede planificarse bien y la media anual es muy constante.
- El tiempo de amortización energética de las modernas plantas de energía solar y plantas solares térmicas está muy por debajo de su vida operativa prevista, de más de 25 años. Representan, por tanto, verdaderas fuentes energéticas y a lo largo de su vida generan ya, con el actual nivel técnico, mucha más energía de la que se precisa para su construcción.
- La explotación de la energía solar no está asociada a ninguna clase de riesgos medioambientales, por lo que quedan descartados los accidentes de petroleros, los reactores siniestrados u otras catástrofes causadas por el hombre.
- El aprovechamiento de la energía solar favorece la distensión internacional. Contribuye a evitar en todo el mundo los conflictos militares por recursos fósiles y a reducir la pobreza.

## 2.5. El efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico (FV) es la base del proceso mediante el cual una célula FV convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas.

Dependiendo de las longitudes de ondas del espectro solar, los fotones tienen diferentes energías asociadas. Cuando la luz solar incide sobre una célula fotovoltaica, los fotones pueden ser reflejados o absorbidos (o incluso atravesar el laminado FV sin generar ninguna interacción), produciendo electricidad únicamente aquellos que han sido absorbidos.

Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula, siendo así capaz de pasar a formar parte de un circuito eléctrico.

Las partes más importantes de la célula solar son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentes dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en otra.

Las células se fabrican con materiales que actúan como aislantes a baja temperatura y como conductores cuando aumenta la temperatura con la finalidad de formar una

corriente eléctrica cuando los electrones liberados al incidir el sol sobre la célula queden atrapados por el campo eléctrico.

Por desgracia, no existe un material apropiado para todos los tipos de células y aplicaciones. Además de por los semiconductores, las células solares están formadas por una malla metálica, cuya función es captar los electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa y crear un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. También en la parte superior de la célula hay un vidrio para sellarla y protegerla de las condiciones ambientales, y una capa anti reflexiva para aumentar el número de fotones absorbidos.

El rendimiento de las células fotovoltaicas se mide por la proporción de luz solar que la célula convierte en energía eléctrica, en función de la energía asociada a la radiación incidente. Cuanto mayor rendimiento tengan las células, más competitiva será la energía fotovoltaica en comparación con otras fuentes.

El conjunto de células conectadas, encapsuladas y dispuestas sobre un soporte, recibe el nombre de *módulo o panel fotovoltaico*. Éstos están diseñados para suministrar electricidad a un determinado voltaje, siendo normalmente de 12 ó 24 V.

La estructura del módulo protege a las células del medio ambiente y suelen ser muy fiables. Aunque un módulo puede ser suficiente para muchas aplicaciones, dos o más módulos pueden ser conectados para formar un *generador fotovoltaico*. Los generadores producen corriente continua (DC) y pueden ser conectados en serie o en paralelo para poder producir diferentes combinaciones de corriente y tensión. Un módulo o generador fotovoltaico por sí mismo no es capaz de suministrar electricidad como para bombear agua o iluminar una casa durante la noche.

Para ello es necesario contar con más componentes asociados al resto del sistema, y es a lo que denominamos sistema fotovoltaico, incluyendo el subsistema de acumulación, la etapa de conversión DC-AC, cableado eléctrico, etc. Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar como autónomos (aislados) o conectados a la red eléctrica.

En definitiva y cómo se puede observar, se trata de una fuente de energía que, además de renovable, se presenta una clara apuesta de futuro de cara al planteamiento energético en los próximos años.

## **2.6. La radiación solar**

Las condiciones de funcionamiento de un módulo fotovoltaico dependen de variables externas tales como la radiación solar y la temperatura de funcionamiento.

Se conoce por radiación solar al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. Según la ley de Planck, el Sol actúa como un cuerpo negro emitiendo energía a unos 6000K de temperatura. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo cercano hasta el ultravioleta.

No toda la radiación alcanza la superficie de la tierra, pues las ondas ultravioletas de longitud de onda más corta son absorbidas por los gases de la atmósfera, fundamentalmente por el ozono.

La magnitud con la que mide la radiación solar que llega a la tierra es la irradiancia ( $\text{W/m}^2$ ), que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra.

Para poder efectuar el diseño de una instalación solar fotovoltaica se necesita saber la irradiación asociada al emplazamiento geográfico. Para ello se ha de disponer de las tablas de radiación solar actualizadas del entorno.

## 2.7. Distribución de radiación en España

El potencial en España para la energía solar fotovoltaica es inmenso y viene determinado por el nivel de irradiación solar. En nuestro país se recibe de media una irradiación global de  $1600\text{kWh/m}^2$  al año sobre superficie horizontal, situándonos a la cabeza de Europa.

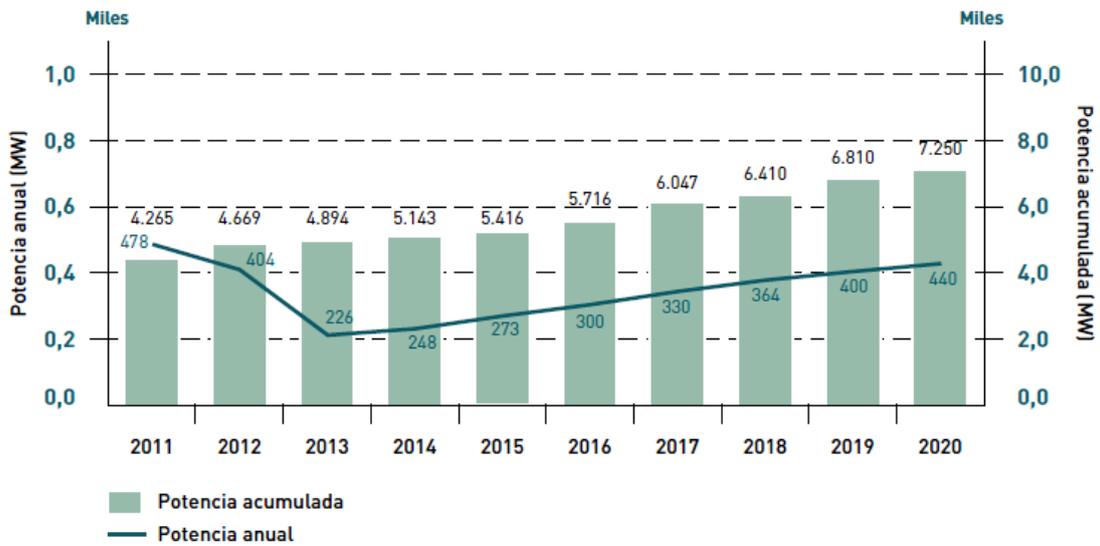


Figura 8. Evolución estimada de la potencia anual y estimada hasta 2020. (Fuente IDAE).

Sin embargo, pese al gran potencial existente, la potencia fotovoltaica instalada el año pasado fue de 231 MW, muy por debajo de las estimaciones del gráfico anterior, siendo la potencia total acumulada hasta fin de 2012 de 4,475 GW.

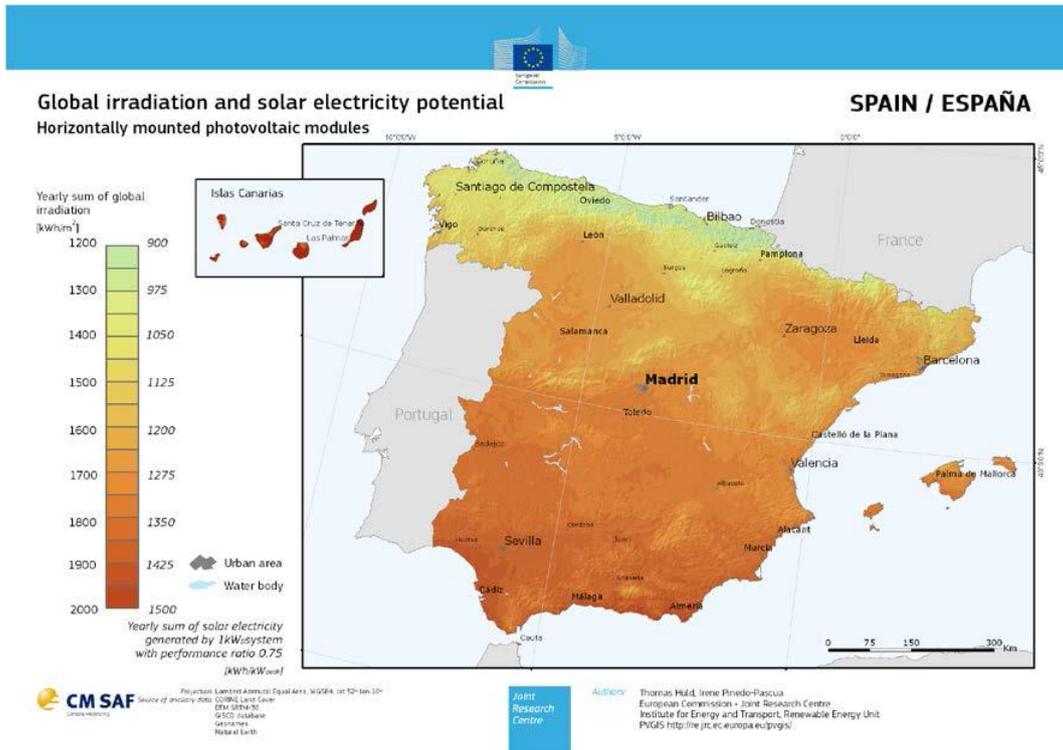


Figura 9. Irradiación global y potencial solar eléctrico para módulos FV horizontales en España (Fuente JRC)

Como se puede observar en las figuras 9 y 10 se dispone de un recurso más abundante en el sur que en el norte donde la zona de mayor irradiación casi duplica la de menos.

Para la zona implicada en este proyecto (Asturias), que es una de las zonas de España con menor irradiación, se tiene un valor de aproximadamente 1500 kWh/m<sup>2</sup> al año para un módulo inclinado óptimamente, según se desprende de la figura 10, cifra por otra parte muy elevada con respecto a los valores de irradiancia que tienen en países como Alemania, con una potencia instalada equivalente a la suma del resto de países de la Unión Europea.

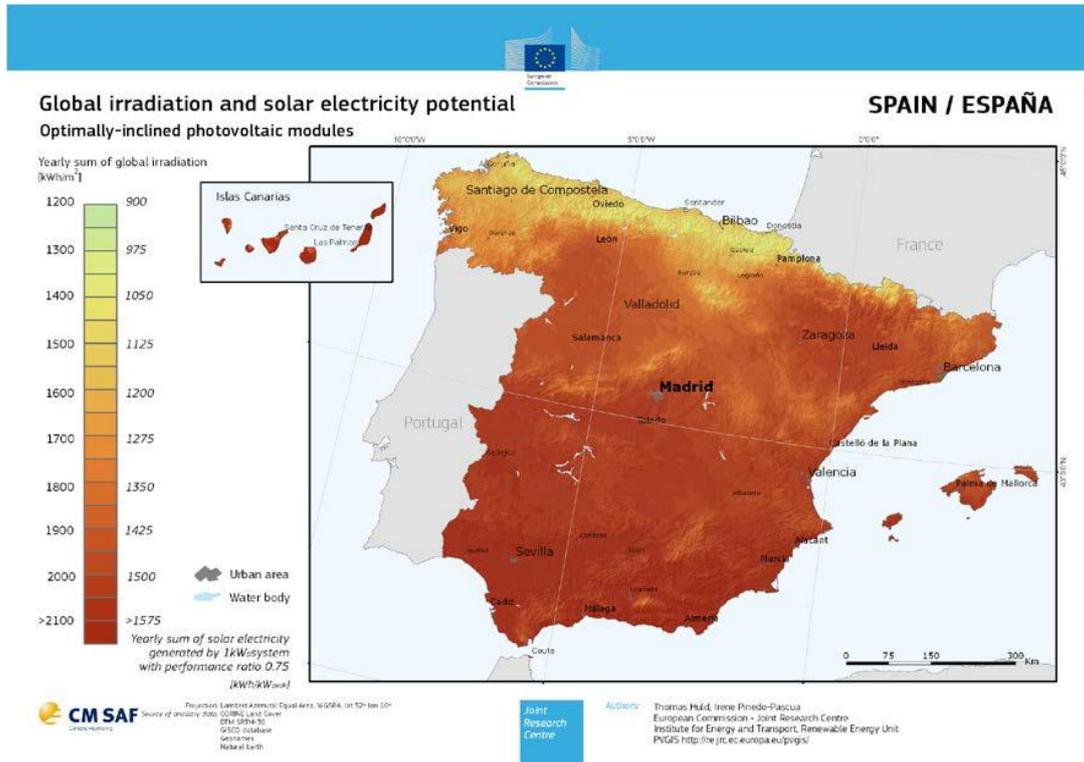


Figura 10. Irradiación global y potencial solar eléctrico para módulos FV inclinados óptimamente en España (Fuente: JRC)

## 2.8. El panel fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos (llamados a veces paneles solares, aunque esta denominación abarca otros dispositivos) están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos.

Las tecnologías fotovoltaicas se pueden clasificar en función de la tipología del semiconductor empleado:

- Silicio cristalino (monocristalino y policristalino)
- Silicio amorfo/microcristalino
- Telururo de cadmio
- CIS (Diseleniuro de indio y cobre)
- CIGS (Diseleniuro de indio, cobre y galio)
- Arseniuros de indio y galio
- Polímeros

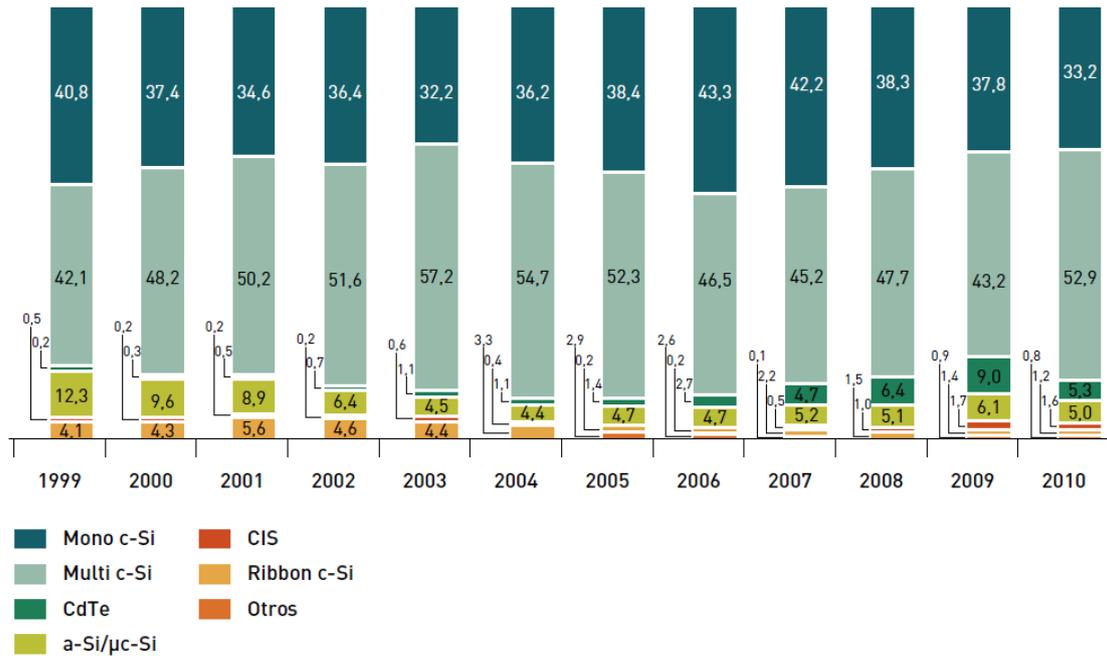


Figura 11. Producción mundial de células FV por tecnologías (Fuente: Photon Internacional)

Los paneles fotovoltaicos basadas en Silicio se dividen en:

- **Monocrystalinas:** En este caso el silicio que compone las células de los módulos es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso, pero sin embargo, es el que proporciona la mayor eficiencia de conversión de luz en energía eléctrica.
- **Policristalinas:** El proceso de cristalización no es tan cuidadoso y la red cristalina no es la misma en todo el material. Este proceso es más barato que el anterior pero se obtienen rendimientos ligeramente inferiores. El habitual color azul es el resultado de la capa anti reflectante utilizada.
- **Amorfas:** En el silicio amorfo no hay red cristalina y se obtiene un rendimiento inferior a los de composición cristalina. Sin embargo posee la ventaja, además de su bajo coste, de ser un material muy absorbente por lo que basta una fina capa para captar la luz solar.

En la siguiente tabla se pueden observar los rendimientos actuales de las diferentes tecnologías de módulos solares en fase de comercialización.

Tipo de célula	Eficiencia
Silicio monocristalino	15 – 17%
Silicio policristalino	10-12%
Silicio amorfo	8-10%

Tabla 2.2. Rendimientos actuales de las placas fotovoltaicas.

- Los parámetros característicos son:

**Máxima potencia:** la corriente y, por tanto, la potencia eléctrica de una célula dependen directamente de la radiación incidente. La máxima potencia de una célula solar se define sobre una intensidad de irradiación de 1000 W/m<sup>2</sup> con una temperatura

de célula de 25°C. A este parámetro se le denomina “potencia pico”, y su valor es directamente proporcional al tamaño de la célula.

Corriente de cortocircuito y tensión o voltaje de circuito abierto: El voltaje de una célula solar apenas varía con una u otra radiación. Así pues, ésta es específico del material y para el silicio es de aproximadamente 0.5V-0.6V. De este modo solo puede lograrse un aumento de voltaje mediante la conexión en serie de varias células.

Ha de distinguirse entre corriente de cortocircuito ( $I_{SC}$ ), tensión o voltaje de circuito abierto ( $U_{OC}$ ) y punto de máxima potencia ( $U_{MPP}$  e  $I_{MPP}$ ).

Estos parámetros se hallan bajo las Condiciones Estándar de Medida (SMC: *Standard Measurement Conditions*), es decir, con una radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ , una temperatura de célula de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ , y un determinado espectro de luz solar (el asociado al centro de Europa), con un factor de masa de aire de 1.5.

El voltaje y la intensidad de corriente dependen de la irradiación, tal y como se indica en las siguientes figuras:

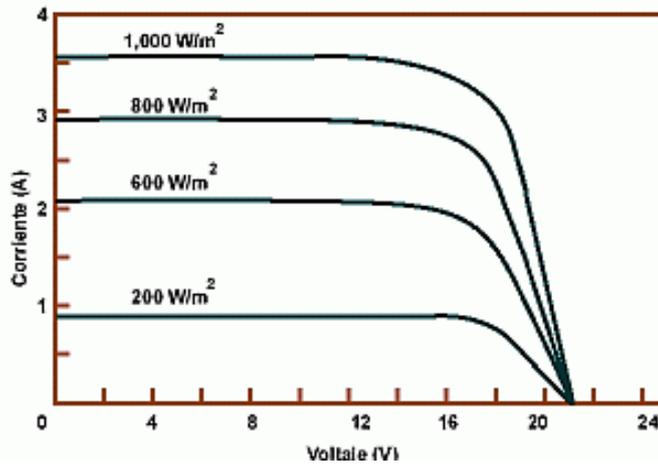


Figura 12. Potencia e intensidad de corriente de una célula fotovoltaica en función de la irradiancia incidente.

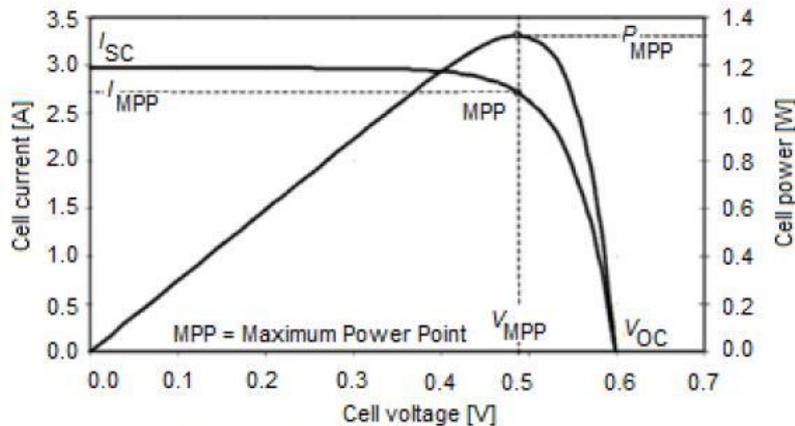


Figura 13. Curva característica de una célula de silicio cristalina

Temperatura frente a potencia: El calentamiento de una célula solar provoca directamente una disminución de su grado de eficiencia. En tal sentido, las células de capa fina son menos sensibles que las células solares cristalinas.

Al aumentar la temperatura, la potencia de una célula cristalina se reduce alrededor de un 0.5% por grado Celsius. Así pues, debe evitarse todo calentamiento innecesario por lo que hay que considerar la refrigeración por el viento y emplazamiento.

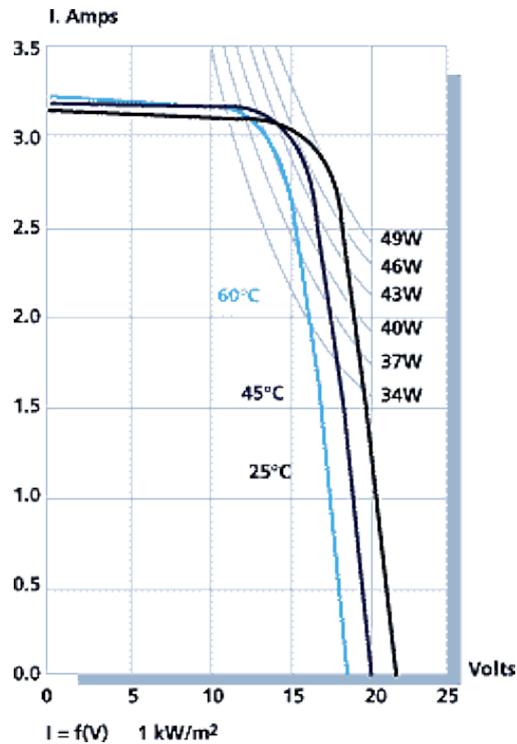


Figura 14. Efecto de la temperatura sobre la potencia.

## 2.9. Tecnologías de concentración fotovoltaica

Son tecnologías fotovoltaicas que usan sistemas ópticos de concentración de la radiación solar sobre células solares fotovoltaicas altamente eficientes. Utilizan la radiación solar directa y necesitan sistemas de seguimiento solar bastante precisos.

España es el primer país del mundo por potencia instalada de sistemas comerciales de concentración fotovoltaica, existiendo una industria asociada potente a nivel mundial. Las principales empresas fabricantes en España son:

- Guascor Fotón
- Isofotón
- Sol3g
- Renovalia FTV
- BSQ Solar
- Soltec
- Zytech Solar

Así mismo en Puertollano se encuentra el Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración (ISFOC), líder en el ensayo y caracterización de estos equipos.

## 2.10. Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas

La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes más prometedoras de las energías renovables en el mundo. Comparada con las fuentes no renovables, las ventajas son claras:

- La energía fotovoltaica es un negocio seguro y sin apenas riesgos. La inversión y la producción son manejables y calculables a largo plazo.
- Los sistemas fotovoltaicos se instalan fácil y rápidamente.
- La producción eléctrica fotovoltaica ocurre sin combustión, y a un nivel de temperatura comparativamente bajo.
- Es no contaminante, por lo que contribuyen a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) al utilizarse como alternativa a otros sistemas generadores de energía eléctrica más contaminantes.
- No requiere mucho mantenimiento.
- No requiere de una extensa instalación para operar. Los generadores de energía pueden ser instalados de una forma distribuida en la cual los edificios ya construidos, pueden generar su propia energía de forma segura y silenciosa.
- No consume combustibles fósiles
- No genera residuos.
- No produce ruidos, es totalmente silenciosa.
- Es una fuente inagotable.
- Ofrece una elevada fiabilidad y disponibilidad operativa excelente.
- Los módulos solares son reutilizables.
- La instalación de una planta fotovoltaica incrementa el valor del edificio.

Además de las ventajas ambientales también se deben tener en cuenta las socio-económicas:

- Instalación simple. Tienen una vida larga (Los paneles solares duran aproximadamente 30 años).
- Resisten condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura, humedad.
- No existe una dependencia de los países productores de combustibles.
- Puede instalarse en zonas rurales desarrollo de tecnologías propias. Se puede utilizar en lugares de bajo consumo y en casas ubicadas en parajes rurales donde no llega la red eléctrica general.
- Puede aumentarse la potencia mediante la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos.

Los inconvenientes de este sistema de generación de energía no son ni el origen de dicha energía, ni la materia prima de donde se extrae el silicio, sino de la técnica de construcción y fabricación de los módulos fotovoltaicos, que son complejas y caras.

- Requiere una importante inversión inicial.
- Es una energía de difícil almacenamiento.
- No es económicamente competitiva con otras energías actuales.
- Producción variable según climatología del lugar y época del año.
- Otro inconveniente es el rendimiento obtenido y el espacio de terreno ocupado por los elementos captadores.

## 2.11. Mantenimiento

En términos generales, las instalaciones fotovoltaicas suelen ser sencillas de mantener, pero si no se presta atención y el mantenimiento no es el adecuado, antes o después surgirán problemas, que pueden llegar a ser desde una disminución del rendimiento de la instalación, hasta el deterioro de algunos elementos o la reducción de su vida útil.

Con un contrato de mantenimiento, el operador consigue la mayor seguridad posible para obtener el máximo de su instalación.

El mantenimiento in situ debe efectuarse una vez al año, preferentemente antes de los meses de mayor producción, o bien, cuando se produzca un descenso o una total parada de la producción eléctrica, o la aparición de defectos en la estructura de fijación del campo solar. En estos casos se realizará un mantenimiento correctivo, que detecte el origen de la avería y la repare.

En estas revisiones se debe incluir:

- Comprobación del funcionamiento del inversor mediante pantalla o LED.
- Limpieza de los orificios del inversor.
- Comprobación del funcionamiento de los dispositivos de seguridad.
- Revisión del bastidor de montaje.
- Comprobación de tensión e intensidad para cada serie de placas fotovoltaicas (todas las series deberían dar valores idénticos o muy similares). Se pueden detectar fallos en las placas, como diodos fundidos o problemas de cableado y conexiones.
- Comprobación de la solidez de la estructura del campo solar, reapriete de tornillos, estado de la protección de los soportes metálicos y anclajes, etc.
- Caracterización de la onda, frecuencia y tensión de salida en corriente alterna del inversor.
- Comprobación de las protecciones, fusibles y diferenciales.
- Verificación de las conexiones del cableado en la caja de conexiones.

## 2.12. Tipo de instalaciones

La energía generada a raíz del efecto fotovoltaico, puede ser utilizada de dos formas: La primera es mediante instalaciones aisladas de la red eléctrica, caracterizadas porque la energía generada se almacena en baterías para poder disponer de su uso cuando sea preciso. Estos sistemas son utilizados sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica, o éste es muy complicado, y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo.

En segundo lugar, se encuentran las instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional, en las que toda la energía generada se envía a la red eléctrica para su distribución donde sea demandada.

## 2.13. Actualidad y futuro de la energía solar fotovoltaica

España, por detrás de Alemania, se consolida como el segundo productor mundial de energía fotovoltaica, generando una fuerte potencia instalada equiparable en menor medida con la de su competidor alemán.

A día de hoy, Alemania, a la sombra de la potencia japonesa, se define como el segundo fabricante de carácter mundial de paneles fotovoltaicos, rondando los 5 millones de metros cuadrados de paneles solares, pese a su bajo porcentaje en la producción energética total. La venta de paneles fotovoltaicos se ha incrementado en todo el mundo a un ritmo anual del 40% en la última década. En la UE el crecimiento medio anual ronda el 30%.

Hasta hace unos años el suministro eléctrico se basaba en la producción eléctrica en grandes centrales cuya energía debía distribuirse por tierra a lo largo de grandes distancias y en gran medida a la vista, a través de líneas de alta tensión.

Con la intensa difusión de las energías renovables y de las centrales combinadas de calor y energía (CHP) la realidad ha cambiado ya drásticamente. Ahora existen amplios programas para una producción totalmente descentralizada de la electricidad, *“Cien mil centrales pequeñas mejor que una grande”*, es el nuevo lema. Las centrales pequeñas y descentralizadas tienen pérdidas de distribución notablemente menores que las grandes. Además, admiten regulación rápida y según las necesidades exactas.

Como es natural, esta red eléctrica del futuro no se parecerá a la de hoy. Las plantas FV las dirige un control de red y su rendimiento puede predeterminarse muy bien gracias a los pronósticos meteorológicos.

Además de sus cualidades ecológicas, la disponibilidad de la energía fotovoltaica es total justo en los momentos de mayor demanda eléctrica, es decir, al mediodía.

En esta dinámica, la interacción de muchas energías renovables (energía fotovoltaica, bioenergía, energía eólica, energía hidroeléctrica y geotermia) asumirá paso a paso el cien por cien del suministro eléctrico.

No obstante, en virtud del aprovechamiento económico, de las condiciones de marcha sobre protección medioambiental y para garantizar un suministro y un funcionamiento globales, deberá determinarse con mayor precisión la respectiva contribución de cada una de estas formas de energía.

El verdadero reto de la energía fotovoltaica es incrementar su mercado y su demanda por los usuarios de todo el mundo.

En la medida que aumente la potencia instalada sus costes se reducirán y será una tecnología altamente competitiva. La ilimitada disponibilidad del recurso y sus múltiples aplicaciones la hacen capaz de aproximarse más al consumidor final, por lo que su desarrollo en los próximos años marcará el termómetro del cambio de cultura energética que necesita urgentemente la sociedad mundial.

El desarrollo de la energía fotovoltaica dependerá de que la inversión privada se dirija hacia ese tipo de proyectos y para eso es necesario que desde la política energética y económica se envíen las señales adecuadas para que ese mercado se desarrolle. El RD 436 para la fotovoltaica tuvo esa virtud y además empezó a movilizar muchos recursos financieros hacia las tecnologías renovables.

España está muy bien situada con cada vez más fabricantes de módulos que representan ya más del 30% de la producción europea y el 8% mundial.

Pero está mejor situada en los nuevos procesos tecnológicos que van a marcar el futuro de la energía solar. La conclusión es clara, la energía solar va a desarrollarse de forma espectacular en los próximos años en todo el mundo y España puede ser líder en ese mercado mundial.

La energía solar es la de más futuro por una realidad objetiva y que tiene que ver con la seguridad de abastecimiento y es su carácter inagotable: cuando se acaben las

reservas de gas y de petróleo, todavía quedarán cien años de reservas de carbón y después aún quedarán millones de años de energía solar.

### 2.14. Energías renovables en España

Para comprender de manera más amplia el panorama energético en nuestro país es necesario acudir al concepto de **energía primaria** : "La cantidad total de recursos energéticos consumidos por un país o región para cualquier uso (bien sea para un uso final o para su transformación en otra forma de energía) se denomina consumo de energía primaria. En este consumo puede incluirse o no la energía empleada para usos no energéticos ( por ejemplo, la fabricación de plásticos a partir del petróleo). El consumo interior bruto de energía primaria se calcula a partir de la producción interior de energía, añadiendo las importaciones netas de recursos energéticos primarios y restando las exportaciones que se produzcan de estos recursos. Las unidades de medida más habituales son las toneladas equivalentes de petróleo (tep) y sus múltiplos. Este indicador puede presentarse también en términos relativos: por habitante, por unidad de producto interior bruto, etc. En el marco de los balances energéticos nacionales y en la planificación energética el indicador de consumo de energía primaria constituye un parámetro de especial relevancia. Es el principal indicador de fuerza motriz en el ámbito energético."

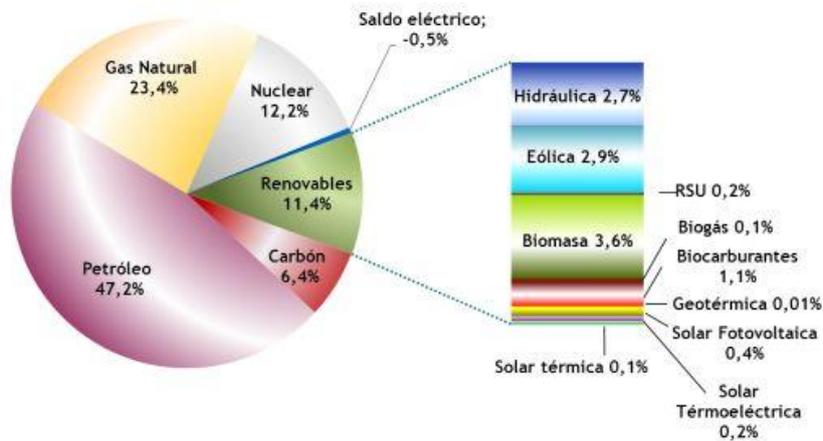


Figura 15. Estructura energética primaria. Año 2010.

Atendiendo a la gráfica se observa como la aportación de las energías renovables si consideramos el marco de la energía primaria es tan solo del 11,4%. Puede empezar a comprenderse la dependencia energética de España, como se comentó anteriormente, de recursos como el petróleo (47,2%) o del gas natural (23,4%), los cuales son importados desde otros países, de ahí la importancia que tiene que se invierta en el estudio, desarrollo e implantación de energías renovables en nuestro país.

Producción EERR/Energía Primaria (%)	1990	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	6,3%	5,3%	5,4%	6,4%	5,4%	6,8%	6,2%	5,5%	6,2%	6,7%	7,4%	9,4%	11,4%

Tabla 2.3. Contribución de las renovables en términos de energía primaria sobre el consumo total.

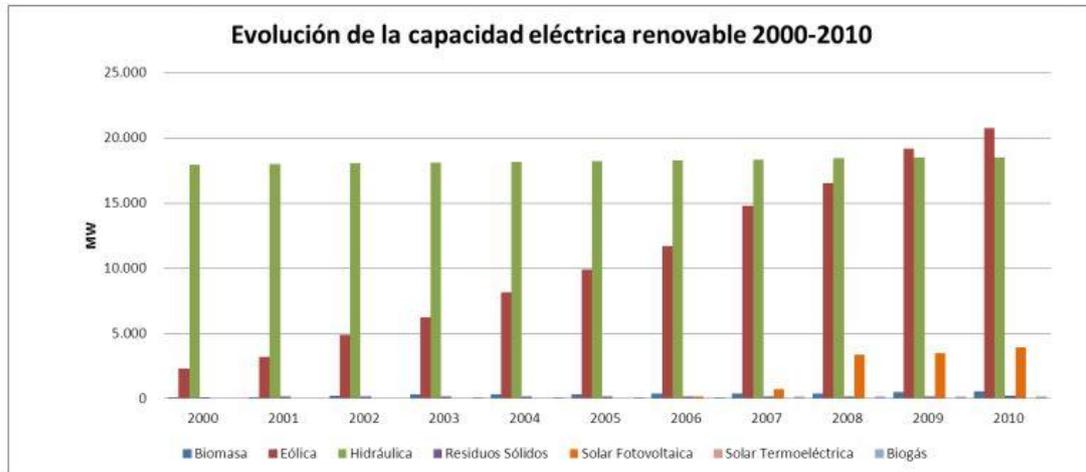


Figura 16. Evolución de la capacidad renovable eléctrica instalada 2000-2010.

POTENCIA ELÉCTRICA (MW)	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Crecimiento medio interanual (%)	Δ 05/10 (%)
<b>Biomasa</b>	113	135	228	309	318	326	368	376	376	504	545	17%	67%
<b>Eólica</b>	2.292	3.230	4.887	6.234	8.179	9.911	11.722	14.801	16.541	19.176	20.759	25%	109%
<b>Hidráulica</b>	17.964	18.026	18.063	18.096	18.158	18.222	18.319	18.375	18.451	18.505	18.535	0,3%	2%
<b>Residuos Sólidos</b>	107	157	163	163	189	189	189	189	189	189	223	8%	18%
<b>Solar Fotovoltaica</b>	11	14	18	25	37	63	170	739	3.388	3.487	3.944	81%	6178%
<b>Solar Termoelectrica</b>	-	-	-	-	-	-	11	11	61	282	682	181%	6100%
<b>Biogás</b>	26	33	52	105	118	129	138	143	158	177	190	122%	47%
<b>TOTAL</b>	<b>20.512</b>	<b>21.595</b>	<b>23.411</b>	<b>24.932</b>	<b>26.999</b>	<b>28.839</b>	<b>30.917</b>	<b>34.635</b>	<b>39.164</b>	<b>42.319</b>	<b>44.877</b>	<b>108%</b>	<b>56%</b>

Tabla 2.4. Evolución de capacidad eléctrica instalada 2000-2010.

Como podemos observar en las anteriores tablas y figura, se muestra un gran desarrollo de las energías renovables en nuestro país, ya que son una gran apuesta de futuro ya que no podemos seguir dependiendo de energías fósiles de otros países.

### **3. Normas y reglamentos aplicables**

Para la redacción y desarrollo de este proyecto, se han tenido en cuenta las siguientes Normas y Reglamentos:

Ordenanza general de Seguridad e Higiene en el Trabajo de 9 de marzo de 1971 (OSHT).

Ley de Protección del Ambiente Atmosférico (LPAA).

Ley 3/1985 de 18 de marzo de Metrología y todas sus modificaciones.

Sección HE 5 del Código Técnico de la Edificación CTE: Producción de electricidad con energía solar fotovoltaica.

Ley 31/1995 de 8 de noviembre (modificada por ley 39/1999), de Prevención de Riesgos Laborales.

Real Decreto 39/1997 de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de Servicios de Prevención.

Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

Real Decreto 1663/2000, de 29 de Septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, y posterior Resolución del 31 de Mayo del 2002 de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus instrucciones complementarias.

Pliego de condiciones técnicas de 2002 del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red.

ORDEN FOM/1079/2006 de 9 de junio, por la que se aprueba la instrucción técnica urbanística relativa a las condiciones generales de instalación y autorización de las infraestructuras de producción de energía eléctrica de origen fotovoltaico.

Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Real Decreto 1/2012 de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

## 4. Instalación del sistema

### 4.1. Emplazamiento de la instalación

El presente proyecto tiene como objeto realizar una instalación solar fotovoltaica en el aeropuerto de Asturias, situado en Ranón (Asturias). El Aeropuerto Internacional de Ranón está situado a 45 kms de Oviedo, capital del Principado de Asturias (España), en terrenos de los concejos de Castrillón y Soto del Barco, y es el único aeropuerto de Asturias. Sus coordenadas geográficas son 43° 37' de latitud norte y 5° 47' longitud oeste.

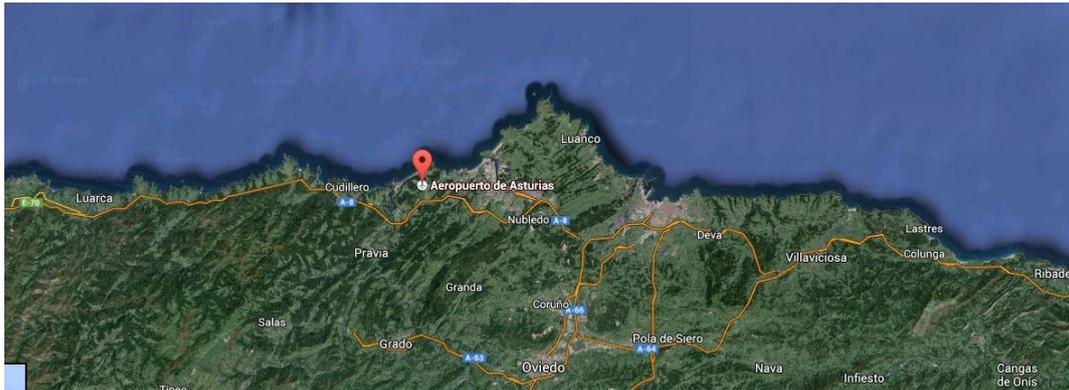


Figura 17. Situación geográfica de estudio.

Una vez estimada la ubicación, se ha buscado ajustar al máximo los datos de radiación solar, no solo generalizado a nivel provincial, sino considerando la zona climática dentro de la propia región. Tradicionalmente, los datos climáticos de radiación solar de Asturias estaban referenciados a Oviedo, donde se ubica la estación meteorológica de la Agencia Estatal de Meteorología. Esto implicaba la utilización de una tabla solar obtenida a partir de los registros de Oviedo para una instalación en cualquier punto de la provincia.

Recientemente el Código Técnico de la Edificación ha dividido España en cinco zonas climáticas, quedando Asturias encuadrada entre la zona I y la zona II.

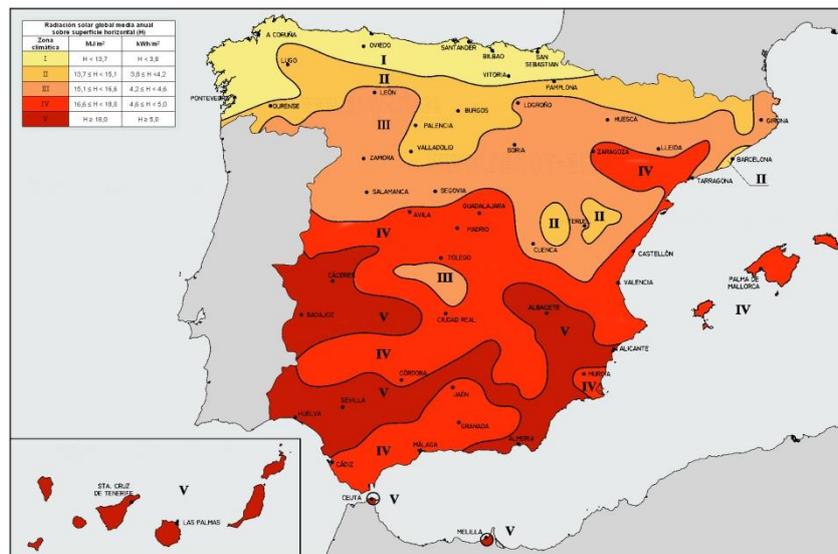


Figura 18. Radiación solar en España.

Ante la necesidad de obtener datos más locales de radiación solar, la Fundación Asturiana de la Energía ha llevado a cabo la zonificación solar del Principado de Asturias, facilitando datos más locales de radiación solar. A partir de los datos registrados durante el periodo 2007-2010 ha sido posible realizar una división de la región en cinco zonas climáticas de las que han obtenido sus correspondientes tablas solares. Las cinco zonas quedan representadas en el mapa de Asturias representado en la siguiente figura.



Figura 19. Zonas climáticas de Asturias.

A la vista del mapa, la zona bajo estudio está situada en la zona B, concretamente en el concejo de Castrillón, cuya radiación media diaria sobre la superficie horizontal se recoge en la siguiente tabla.

Municipio Asturias	Capital municipio	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
Villaviciosa	Villaviciosa	1.325,79	2.324,83	3.262,95	4.637,83	4.927,28	5.375,87	5.711,38	5.034,96	4.277,64	2.651,10	1.469,30	1.203,99	3.516,91
Gijón	Gijón	1.323,63	2.321,89	3.258,78	4.632,55	4.920,90	5.369,15	5.705,09	5.029,42	4.273,38	2.647,82	1.466,95	1.202,08	3.512,64
Carreño	Candás	1.333,39	2.308,29	3.256,34	4.656,19	5.052,27	5.440,59	5.802,09	5.134,16	4.285,64	2.650,87	1.492,35	1.235,97	3.554,01
Gozón	Luanco	1.328,23	2.301,27	3.246,40	4.643,61	5.037,14	5.424,61	5.787,19	5.121,06	4.275,50	2.643,06	1.486,74	1.231,42	3.543,85
Avilés	Avilés	1.332,00	2.279,52	3.232,41	4.652,63	5.150,92	5.477,49	5.866,87	5.210,56	4.275,98	2.637,04	1.505,63	1.260,02	3.573,42
Castrillón	Piedras Blancas	1.335,66	2.284,52	3.239,47	4.661,55	5.161,58	5.488,80	5.877,37	5.219,78	4.283,18	2.642,59	1.509,61	1.263,25	3.580,61
Muros del Nalón	Muros del Nalón	1.385,88	2.359,97	3.316,07	4.645,66	5.042,17	5.355,39	5.752,36	5.079,55	4.222,71	2.649,61	1.525,43	1.256,29	3.549,26
Soto del Barco	Soto del Barco	1.370,33	2.338,96	3.286,32	4.607,80	4.996,71	5.307,18	5.707,41	5.039,94	4.191,90	2.626,09	1.508,55	1.242,58	3.518,65
Cudillero	Cudillero	1.439,05	2.468,04	3.483,26	4.738,48	4.988,29	5.232,61	5.798,44	5.089,90	4.203,49	2.802,74	1.578,93	1.286,64	3.592,49
Valdés	Luarca	1.382,15	2.407,67	3.405,36	4.467,12	4.806,87	5.156,94	5.871,26	5.094,72	4.425,18	2.744,92	1.654,60	1.243,03	3.554,98
Navia	Navia	1.381,32	2.406,55	3.403,78	4.465,06	4.804,40	5.154,33	5.868,87	5.092,59	4.423,58	2.743,67	1.653,70	1.242,29	3.553,34
Coaña	Coaña	1.395,31	2.425,30	3.430,31	4.499,65	4.845,86	5.198,21	5.908,90	5.128,17	4.450,40	2.764,56	1.668,76	1.254,63	3.580,84
El Franco	La Caridad	1.389,31	2.417,27	3.418,95	4.484,83	4.828,10	5.179,41	5.891,76	5.112,94	4.438,92	2.755,62	1.662,31	1.249,34	3.569,06
Tapia de Casariego	Tapia de Casariego	1.380,48	2.405,43	3.402,20	4.462,99	4.801,93	5.151,71	5.866,48	5.090,47	4.421,98	2.742,43	1.652,81	1.241,56	3.551,71
Castropol	Castropol	1.380,48	2.405,43	3.402,20	4.462,99	4.801,93	5.151,71	5.866,48	5.090,47	4.421,98	2.742,43	1.652,81	1.241,56	3.551,71
Vegadeo	Vegadeo	1.380,48	2.405,43	3.402,20	4.462,99	4.801,93	5.151,71	5.866,48	5.090,47	4.421,98	2.742,43	1.652,81	1.241,56	3.551,71

Tabla 4.1. Radiación media diaria sobre superficie horizontal de los municipios pertenecientes a la zona climática B (Wh/m<sup>2</sup> día)

El promedio de estos datos da lugar a una radiación media diaria de 3.580,61 Wh/m<sup>2</sup> día, lo que en W/m<sup>2</sup> supone:

$$3580,61 \frac{Wh}{m^2 \text{ día}} \times \frac{1 \text{ día}}{24h} = 149,1920833 \frac{W}{m^2}$$

## 4.2. Consumo de la torre de control

Una vez conocida la ubicación del lugar, y de la radiación media de la zona, se consultan los datos de consumo de la torre de control del aeropuerto de Asturias, para el cual se va a dimensionar la instalación fotovoltaica.

Según nos aportan desde el mismo aeropuerto estos son los datos de consumo en KW para los diferentes meses del año:

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
15213	15370	13007	14538	13842	14387	13443	14401	14236	13872	14262	14470	171041

Tabla 4.2. Consumo torre de control en KW.

El consumo total de la torre es de **171.041 KW**.

## 4.3. Elección de la potencia de trabajo

Para llevar a cabo el estudio de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica, cuyo esquema general se muestra en la siguiente figura, se debe, en primer lugar, analizar los elementos que la conforman:

- **Paneles solares:** Serán los encargados de aprovechar la energía solar, incidente en ellos, generando a su salida una determinada corriente continua.
- **Inversores a red:** Su cometido será convertir la corriente continua, generada por los paneles solares, en corriente alterna que se pueda entregar a la red eléctrica (monofásica de 230 V y 50 Hz, o trifásica de 400 V y 50 Hz).

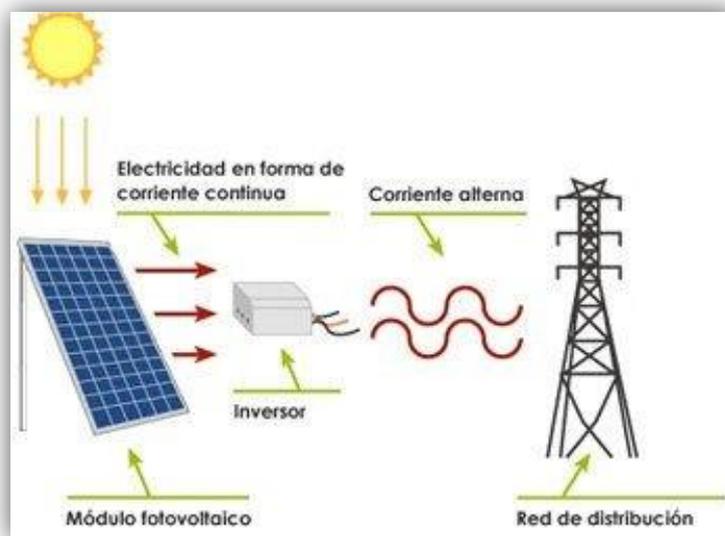


Figura 20. Esquema general de instalación fotovoltaica.

Además, estos módulos suelen llevar integrado un rectificador que se encargará de mantener los paneles en su punto de máxima potencia, proporcionándonos una solución práctica a la par que económica.

Una vez determinados los componentes necesarios, serán los precios que ofrecen los distintos fabricantes, las diferentes combinaciones de paneles e inversores que se

pueden elegir y cómo todo ello repercute en los beneficios finales que se obtienen, lo que marque los puntos de partida que sentarán las bases para la realización del estudio.

Entre los requisitos que debe cumplir la instalación solar, no se especifica una potencia nominal fija a la que se deba trabajar, se tiene libertad absoluta para elegir los componentes, por esta razón, el primer paso a realizar ha sido llevar a cabo un estudio, *grosso modo*, para determinar qué valor de potencia resultará más adecuado.

Este análisis inicial se ha basado en el beneficio neto aproximado que se obtendrá al cabo de 25 años, que es la vida útil media de los paneles solares. Esto depende de dos factores: por un lado, el coste inicial de la instalación, en el que sólo se ha tenido en cuenta el precio de inversores y paneles solares, pues son los aspectos más críticos, sobre todo el último; y por otro lado, el beneficio económico obtenido, en función de la energía generada.

Como punto de partida, se han buscado tres inversores de diferentes potencias nominales dentro del rango de potencia permitido. A pesar de que, a lo largo de dicha búsqueda, han aparecido muchos de diferentes marcas y modelos que resultarían aptos para las especificaciones del estudio que se pretende realizar, en gran parte de los casos ha resultado imposible encontrar un precio o, al menos, encontrar dicho precio proveniente de una fuente fiable, incluso tras haberlo solicitado expresamente vía email a los proveedores.

Por otro lado, hay que destacar las ventajas de los inversores trifásicos frente a los monofásicos debido a que la potencia suministrada a la red en un sistema trifásico equilibrado tiene carácter estacionario, lo que ahorra el banco de condensadores que son necesarios en un sistema de inyección monofásico, como consecuencia del carácter pulsante de la potencia inyectada. Además, es aconsejable utilizar inversores trifásicos en aplicaciones de mayor potencia, cuyas fuentes producen energía en continua y son utilizados para la alimentación de cargas trifásicas que requieren corriente alterna, como en este caso.

Finalmente, la elección ha sido realizar los cálculos con los inversores trifásicos con transformador a red de *SolarMax* que se muestran en la Tabla 1, ya que sus características se ajustan perfectamente a las necesidades de la instalación y sus precios son de los más asequible del mercado<sup>1</sup>. Otra opción razonable sería escoger los inversores *Fronius* de la *serie IG*, que aparecen en la misma Tabla, pero que se han desechado debido a que en la página web de la marca aparece destacada que la utilización de estos inversores no está permitida en España ni en Portugal.

---

<sup>1</sup> Precios de los inversores obtenidos de [www.inovesolar.com](http://www.inovesolar.com). 21% IVA incluido.

Modelo de inversor	Potencia nominal de salida (W)	Rendimiento (%)	Potencia necesaria a la entrada (W)	Precio (€)
<b>SolarMax 20C</b>	20000	94,8	21097,05	13.195,05
<b>SolarMax 30C</b>	30000	94,8	31645,57	16.246,67
<b>SolarMax 35C</b>	35000	94,8	36919,83	17.563,15
<b>Fronius IG 300</b>	24000	93,3	25723,47	14.256,22
<b>Fronius IG 400</b>	32000	93,4	34261,24	11.860,42
<b>Fronius IG 500</b>	40000	93,5	42780,75	21.231,87

Tabla 4.3. Características principales de los inversores seleccionados.

Cabe destacar que el rendimiento que se ha considerado ha sido el que aparece en la hoja de características como Rendimiento Europeo, cuya definición se puede ver en (1). Esta medida se ha tomado para cumplir la normativa del PCT del IDAE (rendimiento del inversor al 50% y al 100% de la potencia nominal, como mínimo del 92% y del 94% respectivamente), ya que en la definición se puede observar que la eficiencia que mayor peso tiene es la del 50%, por lo que si cumple la condición, cumplirá la normativa.

$$\eta_{UE} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%} \quad (1)$$

En este primer estudio, también se ha realizado una comparativa entre varios paneles solares de diferentes marcas, tecnologías y potencias de salida, cuyas características principales aparecen en la Tabla 2. Los aspectos críticos para elección de un módulo fotovoltaico u otro serán: la potencia máxima capaz de entregar (en condiciones CEM<sup>2</sup>), el coste de cada panel<sup>3</sup> y su eficiencia, la cual se calcula según la ecuación (2) para los módulos cuyas hojas de características no especifican este parámetro.

$$\eta_{panel} = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{P_{out}}{I(CEM) \cdot S_{panel}} \quad (2)$$

Marca	Tecnología	Modelo	Potencia máxima (Wp)	Superficie (m <sup>2</sup> )	Eficiencia (%)	Precio (€)
<b>SolarWorld</b>	Monocrystalina	SW 190	190	1,3041	14,57	212,89
		SW 245	245	1,677	14,6	330,46
	Policristalina	SW 220	220	1,677	13,12	297,43
		SW 225	225	1,677	13,4	303,26
		SW 230	230	1,677	13,7	311,03
<b>REC</b>	Policristalina	SCM 220	220	1,65	13,3	277,99
		SCM 225	225	1,65	13,6	283,82
		SCM 230	230	1,65	13,9	289,65

Tabla 4.4. Características principales de los módulos fotovoltaicos seleccionados.

Una vez seleccionados los componentes necesarios para la instalación solar, se llevarán a cabo los cálculos necesarios para estimar el coste de dicha instalación. Este presupuesto, mostrado en la Tabla 4.5 para cada combinación de inversor y módulo fotovoltaico, dependerá sobre todo del número de paneles a utilizar y su precio, aunque también se ha tenido en cuenta el coste de los inversores. El número de

<sup>2</sup> Condiciones Estándar de Medida (CEM): 1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5 G y 25°C

<sup>3</sup> Precios de los módulos fotovoltaicos obtenidos de [www.sicosolar.com](http://www.sicosolar.com). 21% IVA incluido.

paneles se ha calculado en función de la potencia que requiere cada inversor a su entrada y la potencia que entrega cada panel, redondeando este resultado al entero superior inmediato para estar seguros del correcto funcionamiento del inversor<sup>4</sup>.

Inversor	Panel solar	Número de paneles	Presupuesto aproximado (€)
<b>SolarMax 20C</b>	SW 190 mono black	112	37.038,73
	SW 245 mono	87	41.945,07
	SW 220 poly	96	41.748,33
	SW 225 poly	94	41.701,49
	SW 230 poly	92	41.809,81
	SCM 220 poly	96	39.882,09
	SCM 225 poly	94	39.874,13
	SCM 230 poly	92	39.842,85
<b>SolarMax 30C</b>	SW 190 mono	167	51.799,30
	SW 245 mono	130	59.206,47
	SW 220 poly	144	59.076,59
	SW 225 poly	141	59.006,33
	SW 230 poly	138	59.168,81
	SCM 220 poly	144	56.277,23
	SCM 225 poly	141	56.265,29
	SCM 230 poly	138	56.218,37
<b>SolarMax 35C</b>	SW 190 mono	195	78.433,38
	SW 245 mono	151	86.819,29
	SW 220 poly	168	86.888,07
	SW 225 poly	165	86.957,73
	SW 230 poly	161	86.995,66
	SCM 220 poly	168	83.622,15
	SCM 225 poly	165	83.750,13
	SCM 230 poly	161	83.553,48

Tabla 4.5. Estimación del presupuesto inicial.

El último paso realizado para la selección de la potencia más adecuada, ha sido el cálculo del beneficio obtenido al cabo de 25 años. Para ello, se debe considerar la energía entregada a la red por la instalación, que vendrá dada por la radiación solar, la superficie total del conjunto de módulos fotovoltaicos y las eficiencias tanto de los paneles<sup>5</sup>, como de los inversores. La energía entregada al año se calcula según la ecuación (3). En este análisis inicial, dado que hemos supuesto la eficiencia de los paneles constante, el valor de la energía entregada a la red eléctrica será el mismo todos los años.

$$E_{\text{año}} = R_{\text{Solar}}_{\text{año}} \cdot S_{\text{panel}} \cdot N_{\text{paneles}} \cdot \eta_{\text{panel}} \cdot \eta_{\text{inversor}} \quad (3)$$

La radiación solar se obtiene de una página web<sup>6</sup> que calcula el promedio diario de radiación solar para cada mes, basándose en Tablas de radiación según coordenadas,

<sup>4</sup> Posteriormente se podrá modificar el número de paneles según las necesidades del conexionado de éstos con los inversores, sin que el precio final cambie notablemente.

<sup>5</sup> Para este estudio grosso modo inicial se ha supuesto la eficiencia de los paneles constante a lo largo de los 25 años, para simplificar los cálculos. En realidad, este rendimiento experimenta una caída.

<sup>6</sup><http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>

y que también tiene en cuenta otros factores como la potencia nominal de los paneles y su inclinación. Los resultados obtenidos se pueden observar en la Tabla 4.6.

<b>Mes</b>	<b>Radiación solar ((kWh/m2)/día)</b>
<b>Enero</b>	2,67
<b>Febrero</b>	3,72
<b>Marzo</b>	4,71
<b>Abril</b>	5,28
<b>Mayo</b>	5,28
<b>Junio</b>	5,38
<b>Julio</b>	5,56
<b>Agosto</b>	5,58
<b>Septiembre</b>	5,40
<b>Octubre</b>	3,97
<b>Noviembre</b>	2,75
<b>Diciembre</b>	2,61

Tabla 4.6. Promedio diario de radiación solar por metro cuadrado para cada mes.

Para calcular la radiación solar anual se ha tomado un valor medio que caracterice la situación real, mediante la expresión (4).

$$RSolar_{año} = \sum_{i=1}^{12} RSolar_i \cdot Ndias_i = 1610,24 \frac{kWh}{m^2} \quad (4)$$

Con todos los datos expuestos anteriormente, ya se puede realizar una estimación del beneficio económico que se puede obtener al cabo de 25 años, el cual se muestra en la Tabla 5, de nuevo para cada combinación de inversor y panel solar, junto con el beneficio neto estimado, que será el criterio de selección.

Para el precio del kWh se ha tomado el precio del consumo de la factura de la luz en España entre las fechas 31/01/14 y el 27/02/14, es decir, 0,124107 €/kWh. Obviamente, este precio no será el mismo siempre, pues cambia todos los meses, pero como no se puede predecir dicho cambio, se ha considerado el precio actual.

En la siguiente Tabla 4.7, se muestra de forma resumida los cálculos realizados, comparando los diferentes beneficios según la configuración de inversor y paneles solares empleados. Para realizar estos cálculos, se multiplica la energía generada por el coste que se pagaría a la empresa eléctrica, todo ello multiplicado por los 25 años supuestos, de ahí se obtiene el beneficio económico. A este beneficio se le resta el coste de la instalación y se obtiene el beneficio neto.

Inversor	Panel solar	Energía entregada al año (kWh)	Beneficio económico (€)	Beneficio neto (€)
<b>SolarMax 20C</b>	SW 190 mono black	32484,08	100.787,54	63.748,81
	SW 245 mono	32537,51	100.953,31	59.008,24
	SW 220 poly	32239,84	100.029,74	58.281,41
	SW 225 poly	32285,63	100.171,83	58.470,34
	SW 230 poly	32300,89	100.219,19	58.409,38
	SCM 220 poly	32239,84	100.029,74	60.147,65
	SCM 225 poly	32285,63	100.171,83	60.297,70
	SCM 230 poly	32300,89	100.219,19	60.376,34
<b>SolarMax 30C</b>	SW 190 mono black	48436,08	150.281,43	98.482,13
	SW 245 mono	48619,26	150.849,78	91.643,31
	SW 220 poly	48359,76	150.044,61	90.968,02
	SW 225 poly	48428,45	150.257,74	91.251,41
	SW 230 poly	48451,35	150.328,79	91.159,98
	SCM 220 poly	48359,76	150.044,61	93.767,38
	SCM 225 poly	48428,45	150.257,74	93.922,45
	SCM 230 poly	48451,35	150.328,79	94.110,42
<b>SolarMax 35C</b>	SW 190 mono black	56557,10	175.478,31	97.044,93
	SW 245 mono	56473,15	175.217,82	88.398,53
	SW 220 poly	56419,72	175.052,05	88.163,98
	SW 225 poly	56671,59	175.833,53	88.875,80
	SW 230 poly	56526,57	175.383,59	88.387,93
	SCM 220 poly	56419,72	175.052,05	91.429,90
	SCM 225 poly	56671,59	175.833,53	92.083,40
	SCM 230 poly	56526,57	175.383,59	91.830,11

Tabla 4.7. Estimación del beneficio neto obtenido a los 25 años para varios casos.

A la vista de los resultados obtenidos, y como cabía esperar, a medida que aumenta la potencia nominal entregada a la red se obtienen mayores beneficios económicos. Sin embargo, también aumenta el presupuesto inicial de la instalación, como se indica en la Tabla 4.5, debido a que se requieren más paneles para generar dicha energía.

Por estos motivos, para una potencia de 20kW no se consiguen suficientes ingresos; mientras que, para 35kW, se invierte tanto en la instalación solar que no se obtiene tanto beneficio neto como cabía esperar. A más largo plazo sí se obtendrían mayores beneficios, pero de ninguna manera se puede garantizar el funcionamiento de los paneles a partir de 25 años, por lo que hablar de ello sería muy especulativo.

De esta manera, y llegando a una solución de compromiso, se puede concluir que la potencia nominal que resultaba más rentable para la instalación a realizar, si el estudio se basa en motivos meramente económicos y con las combinaciones estudiadas hasta el momento, es 30kW, ya que es la configuración que proporciona mayor beneficio neto al cabo de 25 años.

#### 4.4. Paneles solares

En este apartado, se va a elegir el modelo de panel solar más adecuado para la instalación, haciendo una comparativa entre los módulos fotovoltaicos analizados anteriormente.

Una de las primeras decisiones a tomar es si elegir paneles monocristalinos o policristalinos, para lo cual se van a describir las diferencias entre ambas tecnologías.

Una célula monocristalina está compuesta por un solo cristal de silicio, mientras que las células policristalinas se forman a base de la unión de varios cristales. Originalmente, eran más laboriosas y, por tanto, más caras de producir las monocristalinas, pero el tiempo y la demanda ha hecho que los costes de producción de ambas tecnologías sean prácticamente idénticos. Respecto al rendimiento, las células monocristalinas tienen un mayor rendimiento teórico, es decir, en condiciones CEM, lo cual no ocurre en la práctica, donde se ha demostrado que las células policristalinas suelen estar a la par e incluso mejorar en prestaciones a las monocristalinas.

Por estas razones, se puede decir que las diferencias a día de hoy son prácticamente despreciables entre ambas tecnologías, por lo que se basará la elección en el precio y la marca del panel que mejor se adapte a las necesidades de la instalación.

Si se observa detalladamente la Tabla 4.7, se llega a la conclusión de que la opción más rentable es utilizar los paneles de *SolarWorld SW 190 mono black*. De todos modos, para tomar una decisión conviene atender a otros factores como el rendimiento de los paneles, la garantía ofrecida por el fabricante o el número de paneles necesarios y sus dimensiones.

Un aspecto que diferencia notablemente a las dos marcas de paneles seleccionados, es la garantía del rendimiento que ofrecen los fabricantes, cuya comparativa se puede ver en la Figura 21. Por un lado, la casa *SolarWorld* garantiza una reducción de potencia máxima de un 0,7% por año, con al menos un 97% de la potencia nominal durante el primer año y una potencia garantizada de un 80,2% después de 25 años; por otro lado, los paneles de REC, al igual que la mayoría de las marcas del mercado, ofrecen una potencia constante del 90% hasta el décimo año y del 80% hasta el año 25.

Conociendo la caída de potencia garantizada por el fabricante, se puede hacer una estimación del rendimiento asegurado del panel para los primeros 25 años.

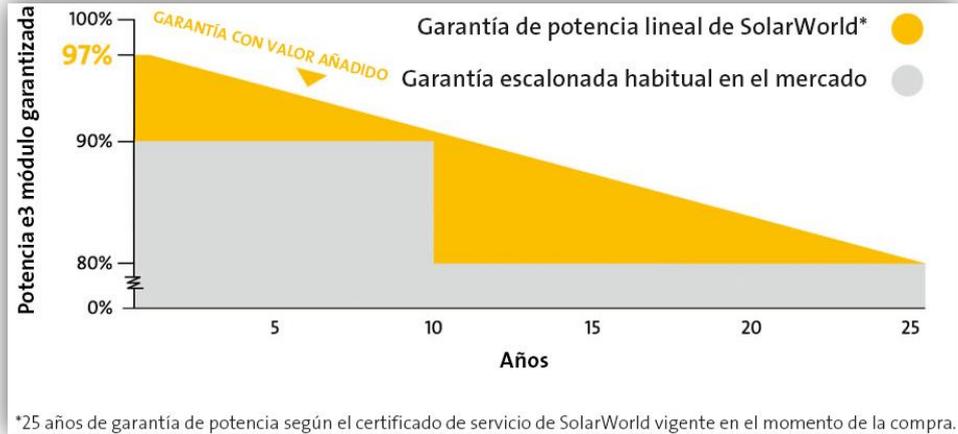


Figura 21. Comparación de la garantía de rendimiento entre diferentes marcas.

Para tomar una decisión, se ha realizado una comparativa entre cuatro paneles de diferentes tecnologías, marcas y potencias nominales, en base a los que producen mayores beneficios a los 25 años vistos previamente. En las Tablas 4.8 y 4.9 pueden verse la estimación del rendimiento año por año para cada panel y el beneficio neto obtenido, respectivamente.

Año	SW 190 mono black	SW 245 mono	SW 225 poly	SCM 230 poly
1	14,13%	14,17%	13,02%	12,55%
2	14,03%	14,07%	12,92%	12,55%
3	13,93%	13,97%	12,83%	12,55%
4	13,83%	13,87%	12,74%	12,55%
5	13,72%	13,76%	12,64%	12,55%
6	13,62%	13,66%	12,55%	12,55%
7	13,52%	13,56%	12,45%	12,55%
8	13,42%	13,46%	12,36%	12,55%
9	13,32%	13,36%	12,27%	12,55%
10	13,21%	13,25%	12,17%	12,55%
11	13,11%	13,15%	12,08%	11,15%
12	13,01%	13,05%	11,98%	11,15%
13	12,91%	12,95%	11,89%	11,15%
14	12,81%	12,84%	11,80%	11,15%
15	12,70%	12,74%	11,70%	11,15%
16	12,60%	12,64%	11,61%	11,15%
17	12,50%	12,54%	11,51%	11,15%
18	12,40%	12,44%	11,42%	11,15%
19	12,30%	12,33%	11,33%	11,15%
20	12,19%	12,23%	11,23%	11,15%
21	12,09%	12,13%	11,14%	11,15%
22	11,99%	12,03%	11,04%	11,15%
23	11,89%	11,92%	10,95%	11,15%
24	11,79%	11,82%	10,86%	11,15%
25	11,68%	11,72%	10,76%	11,15%

Tabla 4.8. Comparativa de la evolución del rendimiento de los cuatro paneles seleccionados.

Para el cálculo de la Tabla 4.9, se calcula año a año la energía generada la cual se multiplica por el coste de la factura eléctrica y se resta el coste de la instalación, como el coste de la instalación no aumenta por eso se consigue un mayor beneficio año a año hasta llegar a los 25 años del estudio de vida de los paneles.

<b>Año</b>	<b>SW 190 mono black</b>	<b>SW 245 mono</b>	<b>SW 225 poly</b>	<b>SCM 230 poly</b>
<b>1</b>	-45.968,38 €	-53.353,50 €	-53.176,33 €	-50.806,53 €
<b>2</b>	-40.179,54 €	-47.542,77 €	-47.388,40 €	-45.394,70 €
<b>3</b>	-34.432,78 €	-41.774,27 €	-41.642,55 €	-39.982,86 €
<b>4</b>	-28.728,10 €	-36.048,01 €	-35.938,76 €	-34.571,02 €
<b>5</b>	-23.065,49 €	-30.363,99 €	-30.277,05 €	-29.159,19 €
<b>6</b>	-17.444,97 €	-24.722,21 €	-24.657,41 €	-23.747,35 €
<b>7</b>	-11.866,52 €	-19.122,67 €	-19.079,84 €	-18.335,52 €
<b>8</b>	-6.330,15 €	-13.565,36 €	-13.544,35 €	-12.923,68 €
<b>9</b>	-835,86 €	-8.050,29 €	-8.050,92 €	-7.511,84 €
<b>10</b>	4.616,35 €	-2.577,46 €	-2.599,57 €	- 2.100,01 €
<b>11</b>	10.026,48 €	2.853,13 €	2.809,71 €	2.710,52 €
<b>12</b>	15.394,53 €	8.241,48 €	8.176,91 €	7.521,04 €
<b>13</b>	20.720,50 €	13.587,60 €	13.502,05 €	12.331,56 €
<b>14</b>	26.004,40 €	18.891,48 €	18.785,11 €	17.142,08 €
<b>15</b>	31.246,22 €	24.153,12 €	24.026,10 €	21.952,60 €
<b>16</b>	36.445,95 €	29.372,52 €	29.225,02 €	26.763,12 €
<b>17</b>	41.603,61 €	34.549,68 €	34.381,86 €	31.573,64 €
<b>18</b>	46.719,19 €	39.684,61 €	39.496,64 €	36.384,16 €
<b>19</b>	51.792,69 €	44.777,30 €	44.569,34 €	41.194,68 €
<b>20</b>	56.824,11 €	49.827,75 €	49.599,97 €	46.005,21 €
<b>21</b>	61.813,46 €	54.835,96 €	54.588,52 €	50.815,73 €
<b>22</b>	66.760,72 €	59.801,94 €	59.535,01 €	55.626,25 €
<b>23</b>	71.665,91 €	64.725,67 €	64.439,42 €	60.436,77 €
<b>24</b>	76.529,02 €	69.607,17 €	69.301,76 €	65.247,29 €
<b>25</b>	81.350,04 €	74.446,43 €	74.122,03 €	70.057,81 €

Tabla 4.9. Comparativa del beneficio neto obtenido con los cuatro paneles seleccionados.

Con los resultados obtenidos se pueden llegar a dos conclusiones principales:

- Los módulos fotovoltaicos de la marca SolarWorld son una opción mucho mejor que los de la marca REC, debido a la reducción de la potencia máxima en un porcentaje fijo, de manera que la potencia del módulo solar garantizada siempre es mayor que en la garantía escalonada habitual del mercado. Por esta razón, aunque con el estudio inicial parecía que los paneles REC producían mayores beneficios (comparando los de similares características), debido a su menor coste y su mayor eficiencia (ver Tabla 4.7), esto no ocurre realmente al considerar la reducción de dicha eficiencia.
- La tecnología monocristalina resulta ser mejor que la policristalina debido a su mayor rendimiento, por lo que produce mayores beneficios. Si comparamos los paneles *SW 245 mono* y *SW 225 poly*, se puede ver que generan similares ingresos, la diferencia reside en el número de paneles a utilizar, siendo menor para el primer modelo por su mayor potencia nominal.

Después de una valoración global, y como ya se había vaticinado anteriormente, la mejor opción es el módulo fotovoltaico *SW 190 mono black* de *SolarWorld*, ya que es el que ofrece mejores prestaciones en casi todos los aspectos: es el más barato, su rendimiento es el segundo más alto y es el que produce mayor beneficio económico neto. El único inconveniente que se podría ver, es que con este modelo se necesitan mayor número de paneles, lo cual no es relevante pues se dispone de espacio suficiente. Además, el tamaño de cada panel solar es sustancialmente más pequeño que el de los demás, por lo que la superficie total ocupada sería similar.

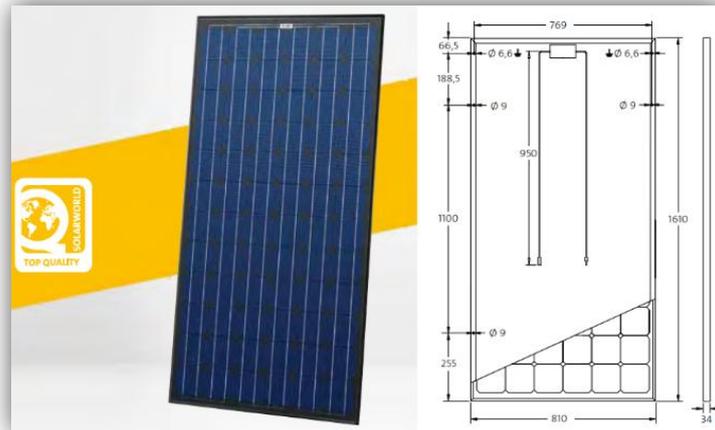


Figura 22. Panel SW 190 mono black y sus dimensiones.

## 4.5. Inversores

En un principio, y como se ha planteado anteriormente, dada la necesidad de encontrar un punto de partida para decidir cuál era la potencia que resultaba más adecuada y rentable para llevar a cabo la instalación, se ha realizado una elección de inversores a red basada en el hecho de que se ajustaran a las potencias que resultaban interesantes para el estudio. Es decir, se buscaron inversores con potencias nominales en torno a 20kW, 30kW y 40kW.

Tras haber concluido que la instalación que ofrecía mayores beneficios era la que se hacía para una potencia de 30kW, se planteó la idea de que, en lugar de utilizar un único inversor, se podía emplear una combinación de varios, con el objetivo de añadir fiabilidad y evitar que, en caso de una avería en dicho inversor, la instalación dejase de funcionar por completo.

Se comenzó entonces la búsqueda de inversores de potencias menores a 20kW, con el objetivo de combinarlos para generar potencias en el rango de funcionamiento requerido. Inicialmente, y como en el estudio anterior se había concluido que la potencia más adecuada era la de 30kW, se buscaron combinaciones para dicha potencia y para potencias en torno a ella.

Lo siguiente ha sido seleccionar la marca y modelo de los inversores que se utilizarían para tal fin, por lo que se han estudiado inversores de diferentes fabricantes como *Mastervolt*, *Ingecon* o *Danfoss*. Finalmente, ha resultado la más adecuada, debido a su precio altamente competitivo y a que ofrecía una serie entera de inversores que se

adaptaban a la perfección a lo que se necesitaba, la *serie MT* de *SolarMax*, en concreto los inversores *8MT2*, *10MT2*, *13MT2* y *15MT2*.

En la Tabla 4.10 se resumen las principales características técnicas de dicha serie de inversores, las cuales será necesario tener en cuenta inicialmente, así como los precios<sup>7</sup> de cada uno de los modelos objeto de estudio.

Modelo de inversor	Potencia nominal de salida (W)	Rendimiento (%)	Potencia necesaria a la entrada (W)	Precio (€)
<b>SolarMax 8MT2</b>	8000	97.5	8205.13	2420
<b>SolarMax 10MT2</b>	10000	97.5	10256.41	1439.90
<b>SolarMax 13MT2</b>	13000	97.5	13333.33	2873.75
<b>SolarMax 15MT2</b>	15000	97.5	15384.62	2897.95

Tabla 4.10. Características principales de los inversores SolarMax MT.

Además de las citadas anteriormente, cabe destacar el listado de características de la serie MT de SolarMax que se muestra a continuación:

- Inversores sin transformador, pero adaptados a los requisitos del pliego de condiciones en cuanto a aislamiento, pues cumplen lo establecido en la norma IEC 62109 de Aenor.
- Poseen una alta tensión de entrada que reduce las pérdidas de potencia y minimiza los costes del cableado.
- Son ligeros, compactos y fácilmente instalables.
- Presentan una garantía de 5 años extensible a 25.



Figura 23. Inversor SolarMax MT.

<sup>7</sup> Precios de los inversores de *SolarMax MT* obtenidos de [www.solar-online.es](http://www.solar-online.es). 21% IVA incluido.

Se han estudiado combinaciones de inversores que generaban potencias en torno a los 30kW, ya que en el estudio de partida era la potencia más rentable, y se ha calculado el beneficio neto a 25 años, *grosso modo*, que generaban dichas configuraciones, no sólo con el modelo de panel que se había decidido escoger, si no con todos los modelos de paneles que inicialmente habían sido objeto de estudio, extrayéndose como conclusión que, también en este caso, para cualquier tipo de combinación que se haga con los inversores de la *serie MT* de *SolarMax*, el panel *SolarWorld 190 mono black* sigue siendo el que mayor margen de beneficio reporta.

En la Tabla 9 se pueden ver los beneficios que ofrecen las diferentes agrupaciones de inversores realizadas con el panel seleccionado.

<b>Combinación de Inversores</b>	<b>Panel solar</b>	<b>Número de paneles</b>	<b>Energía entregada al año (kWh)</b>	<b>Coste de la instalación (€)</b>	<b>Beneficio neto (€)</b>
<b>2 inversores SolarMax 13MT2 (26kW)</b>	SW 190 mono black	141	42059,8714	35.764,99 €	94.733,12 €
<b>3 inversores SolarMax 10MT2 (30kW)</b>	SW 190 mono black	162	48324,1075	38.807,88 €	111.126,12 €
<b>2 inversores SolarMax 15MT2 (30kW)</b>	SW 190 mono black	162	48324,1075	40.284,08 €	109.649,92 €
<b>4 inversores SolarMax 8MT2 (32kW)</b>	SW 190 mono black	173	51605,3741	46.509,97 €	113.604,73 €

Tabla 4.11. Estimación del beneficio neto obtenido a 25 años en varios casos.

Observando dicha tabla, se puede concluir que un aumento en la potencia produce un incremento los beneficios netos, lo que hizo que se planteara la idea de estudiar también las configuraciones de inversores entorno a 40kW, que un primer momento fueron descartadas.

El nuevo estudio de combinaciones de inversores, en torno a dicha potencia, se muestra en la siguiente Tabla 4.12.

Combinación de Inversores	Panel solar	Número de paneles	Energía entregada al año (kWh)	Coste de la instalación (€)	Beneficio neto (€)
<b>3 inversores SolarMax 13MT2 (39kW)</b>	SW 190 mono black	210	62642,3616	53.328,15 €	141.030,74 €
<b>5 inversores SolarMax 8MT2 (40kW)</b>	SW 190 mono black	216	64432,1434	58.084,24 €	141.827,76 €
<b>4 inversores SolarMax 10MT2 (40kW)</b>	SW 190 mono black	216	64432,1434	51.743,84 €	148.168,16 €

Tabla 4.12. Estimación del beneficio neto obtenido a 25 años en varios casos.

De todo lo anterior, puede extraerse que, decidiendo combinar varios inversores, por los motivos ya mencionados al inicio, lo que más beneficios reporta es la utilización de la combinación de 4 inversores del modelo *10MT2* de *SolarMax*.

Cabe destacar otra ventaja de la utilización de esta configuración que no está siendo tomada en cuenta a la hora de realizar los cálculos de los beneficios. Debido al reducido precio del inversor seleccionado, en caso de que surgiesen averías fuera del periodo de garantía, el coste de sustituirlos sería el más bajo posible ya que el inversor *10MT2* de *SolarMax* es el que ofrece el precio más reducido de todos los inversores que han sido estudiados.

Otra ventaja a tener en cuenta de la utilización de los inversores *10MT2* es que, en caso de que dejen de funcionar de un modo adecuado, dado que su precio es altamente competitivo, el desembolso que supondría reemplazar un par de estos inversores es casi el mismo que el coste que supondría sustituir un inversor del modelo *8MT2*, que es el siguiente más barato de los estudiados. Además, la garantía de estos inversores se puede ampliar a un máximo de 25 años, coincidiendo con la garantía de funcionamiento de los paneles solares.

## 4.6. Conexión de los paneles

Tras llevar a cabo la elección de los paneles y seleccionar la configuración de los inversores que resulta más adecuada, se ha de establecer la manera en la que éstos se conectan. Para ello, es necesario tener en cuenta tanto los valores de los datos técnicos de salida de los paneles, como los de entrada de los inversores, los cuales pueden verse en las Tablas 4.13 y 4.14 respectivamente.

- **Panel Solar**

	<b>SolarWorld 190 Black</b>
<b>Tensión circuito abierto</b>	45 V
<b>Tensión MPP</b>	36,5 V
<b>Corriente corto circuito</b>	5,6 A
<b>Corriente MPP</b>	5,21 A

Tabla 4.13. Características técnicas de salida de los paneles seleccionados.

- **Inversor**

	<b>SolarMax 10MT2</b>
<b>Rango de tensión Mpp</b>	290...750 V
<b>Tensión CC mín.</b>	250 V
<b>Tensión CC máx.</b>	900 V
<b>Corriente CC máx.</b>	2x18 A
<b>Número de trackers MPP</b>	2

Tabla 4.14. Características técnicas de salida de los inversores seleccionados.

Los inversores que se han elegido disponen, cada uno de ellos, de dos entradas o seguidores del punto de máxima potencia, lo que quiere decir que, a cada entrada de cada uno de ellos, se puede conectar una configuración como la que se va diseñar a continuación.

La máxima tensión en corriente continua que se tiene a la entrada del inversor, limitará el número de paneles que se han de colocar en serie. Sabiendo que en este caso dicho valor es 900 V y que cada panel tiene una tensión en circuito abierto, o lo que es lo mismo, una tensión máxima de 45 V, se tiene:

$$900: 45 = 20 \text{ paneles en serie}$$

Una vez determinado el número máximo de módulos fotovoltaicos en serie, se ha de calcular el mayor número de ellos que se podría colocar en paralelo. En este caso,

será la corriente continua máxima de entrada a cada uno de los seguidores del punto de máxima potencia, y la corriente en cortocircuito del panel, o corriente máxima que puede generar, las que establecerán la limitación:

$$18: 5,6 = 3.21 \approx 3 \text{ paneles en paralelo}$$

Por último, ha de tenerse en cuenta que la tensión del punto de máxima potencia del panel que se va a utilizar, debe estar comprendida en el rango que establece el inversor seleccionado, es decir, en el rango 290-750 V.

Se comprueba que, incluso en el caso de tener un máximo de 20 módulos fotovoltaicos en serie, se cumple la especificación ya que, teniendo en cuenta que cada panel en el punto de máxima potencia tiene una tensión de 36,5 V, se obtiene un valor dentro del rango permitido:

$$20 \times 36,5 = 730 \text{ V}$$

Por otro lado, el rango de tensiones entre las que debe encontrarse el punto de máxima potencia es limitante también para el número mínimo de paneles a colocar en serie:

$$290: 36.5 = 7.95 \approx 8 \text{ paneles}$$

Así, para encontrarse dentro del rango anteriormente especificado, se requiere que la configuración final tenga un número de paneles en serie comprendido entre 8 y 20.

Habiendo realizado los cálculos pertinentes, se ha decidido que el conexionado a llevar a cabo en la instalación sea el mostrado en la Figura 24.

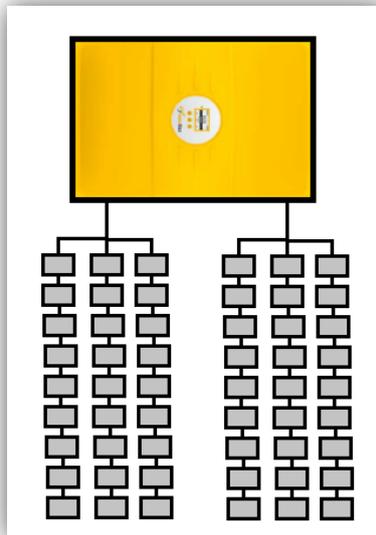


Figura 24. Conexionado inicialmente propuesto de cada inversor con los paneles solares.

A cada una de las dos entradas del inversor (MPP tracker) se conectará una configuración de 3 ramas en paralelo, de 9 módulos fotovoltaicos en serie cada una. De este modo, a cada uno de los inversores se conectan 54 paneles solares y, dado que se dispone de 4 inversores, con ellos se requieren exactamente los 216 módulos fotovoltaicos referidos en el apartado 4.5.

La configuración antes descrita, en un primer momento se decidió como adecuada para la conexión de los paneles, sin embargo, dado que el número de los módulos fotovoltaicos colocados en serie es muy próximo al número mínimo de ellos que se deben colocar de esta manera para garantizar que nos encontremos en el rango de tensiones válido para del MPP que establece el inversor seleccionado.

Teniendo como objetivo evitar lo anteriormente descrito se decide finalmente conectar los paneles al inversor tal como se muestra en la Figura 25, de este modo tenemos en uno de los seguidores del punto de máxima potencia dos ramas en paralelo formadas por 18 paneles en serie, y en el otro una única rama a la que también se conectan en serie 18 paneles. El hecho de aumentar el número de paneles en serie garantiza que, incluso en condiciones desfavorables, es decir, en días en los que la irradiancia sea baja, los módulos fotovoltaicos genera una tensión en el rango del MPP establecido por el inversor.

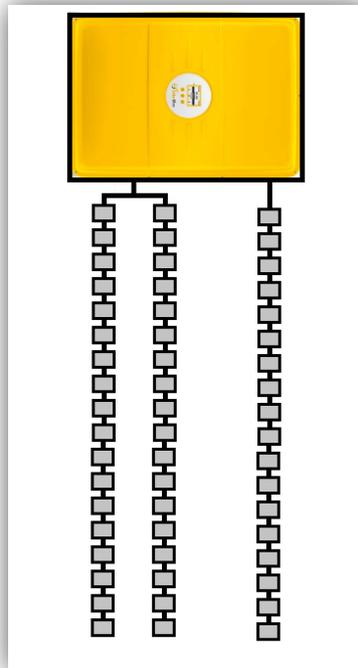


Figura 25. Conexión final de cada inversor con los paneles solares.

#### 4.7. Distancia mínima entre filas de módulos

Los módulos de los paneles solares se deben poner a una distancia de cualquier obstáculo a la que se garanticen, al menos, 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

La distancia  $d$  se puede calcular con la expresión (5).

$$k; \quad \text{siendo } k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \theta)} \quad d \geq h * \quad (5)$$

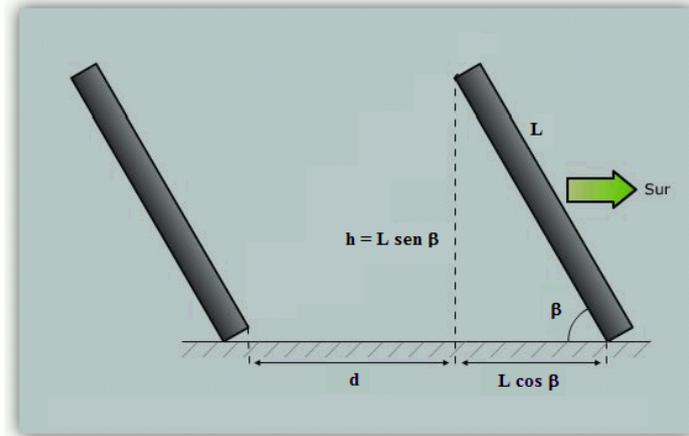


Figura 26. Distancia mínima entre paneles solares.

Como se colocarán 4 paneles en cada uno de los soportes<sup>8</sup> en horizontal (Figura 24), se calcula  $h$  según la expresión (6).

$$h = L * \sin(\beta) = 1.620 * \sin(35^\circ) = 0.93 \text{ m} \quad (6)$$

La constante  $k$  se calcula con la ecuación (7), sabiendo que los paneles se situarán en la latitud  $\phi = 43.623743^\circ$ .

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \phi)} = \frac{1}{\tan(61^\circ - 43^\circ)} = 3.196 \quad (7)$$

La distancia mínima a la que se deben colocar los módulos fotovoltaicos será:

$$d \geq h * k = 0.92 * 3.196 = 2.97 \text{ m} \cong 3 \text{ m} \quad (8)$$

Por tanto, las filas de paneles deberán estar a una distancia mínima de 3 m.

En este diseño, los edificios del aeropuerto no influirán en éstos cálculos, ya que se encuentran a un lateral de la finca donde se situarán los paneles solares.

## 4.8. Previsión de energía

### 4.8.1. Pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima

En primer lugar, con la página <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>, se calcula el ángulo de inclinación  $\beta$  y el azimut  $\alpha$  óptimos para la localización de los

<sup>8</sup> Estudio realizado en el apartado 4.9.

paneles solares. En la Figura 26 se puede ver una imagen de cuál es cada uno de dichos ángulos.

En este caso, los ángulos óptimos serán  $\alpha = -3^\circ$  y  $\beta = 37^\circ$  (ver anexo 1) pero, para facilitar los cálculos, se aproximan por  $\alpha = 0^\circ$  y  $\beta = 35^\circ$ . Esta aproximación no influirá significativamente en ninguno de los cálculos posteriores.

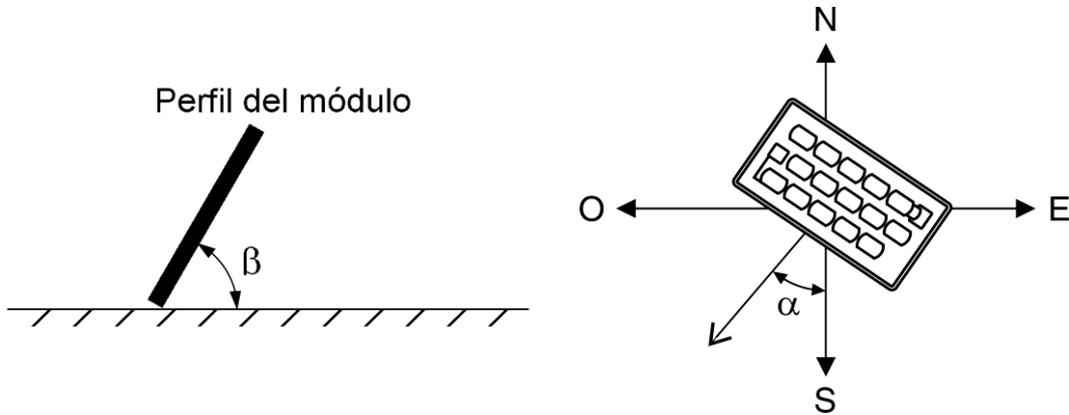


Figura 27. Ángulo de inclinación de un panel solar.

A continuación, se determinan los límites de la inclinación para el caso de latitud  $\phi = 41^\circ$ . Para ello, partiendo del ángulo azimut  $\alpha = 0^\circ$ , se buscan en la Figura 27 los puntos a partir de los cuales no se cumple la normativa, que para este proyecto serán aquellos que produzcan pérdidas por orientación e inclinación (OI) superiores al 10% (caso general) [1], es decir, los que se encuentran fuera del borde exterior de la región 90%-95%:

- Inclinación máxima:  $\beta = 60^\circ$
- Inclinación mínima:  $\beta = 5^\circ$

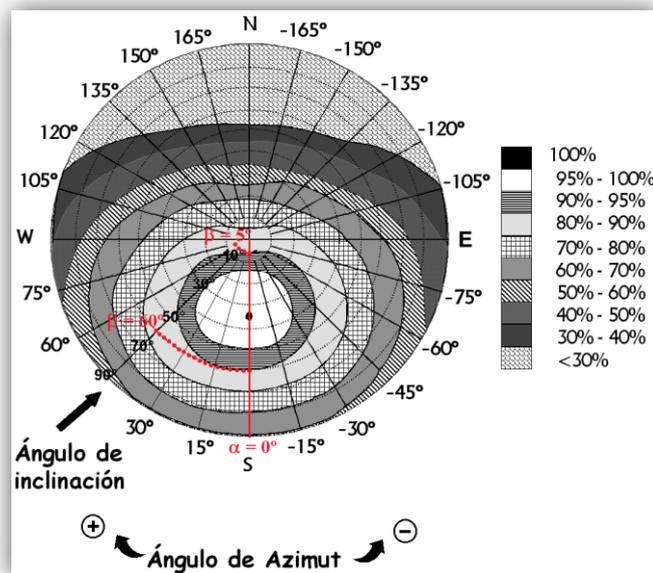


Figura 28. Límites para la inclinación en el caso de latitud  $41^\circ$ .

Como en este caso la latitud es  $\phi = 43.623743^\circ$ , tenemos que hacer una corrección:

- Inclinación máxima:  $\beta = 60^\circ - (41^\circ - 43.623743^\circ) = 62.623743^\circ$
- Inclinación mínima:  $\beta = 5^\circ - (41^\circ - 43.623743^\circ) = 7.623743^\circ$

Por tanto, la instalación, que tendrá un ángulo de inclinación  $\beta = 35^\circ$ , cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación (OI) para el caso general, ya que serán inferiores al 5%.

#### 4.8.2. Pérdidas de radiación solar por sombras

Con la misma página web del apartado anterior se obtiene el perfil de obstáculos, teniendo en cuenta, únicamente, la orografía del lugar (anexo 2). Se compara con el diagrama de trayectorias del Sol del pliego de condiciones técnicas, para saber las porciones que están tapadas por cada obstáculo (Figura 28). De la Tabla V-1 del pliego (Tabla 4.15), se extrae el porcentaje de irradiación solar global anual que se perderá cuando una de las partes del diagrama esté cubierta por un obstáculo.

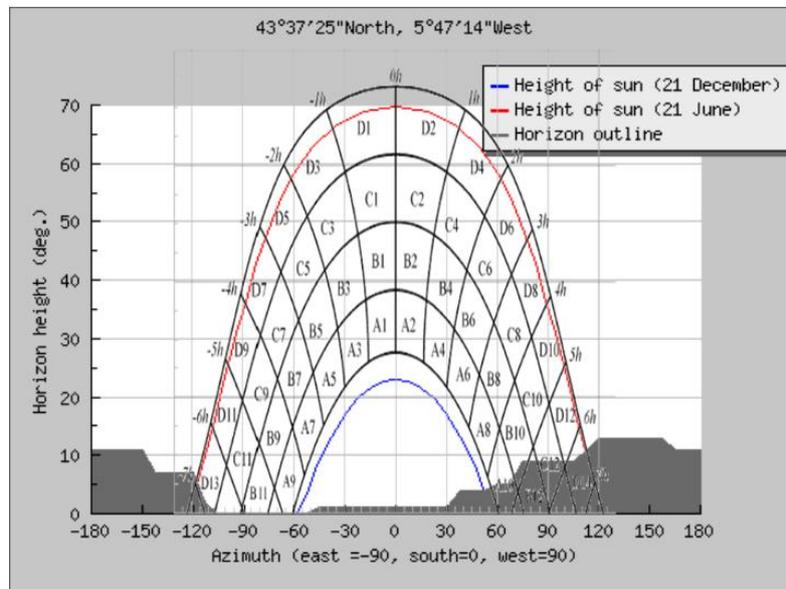


Figura 29. Diagrama de trayectorias del sol y perfil de sombras.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0.00	0.00	0.00	0.03
11	0.00	0.01	0.12	0.44
9	0.13	0.41	0.62	1.49
7	1.00	0.95	1.27	2.76
5	1.84	1.50	1.83	3.87
3	2.70	1.88	2.21	4.67
1	3.15	2.12	2.43	5.04
2	3.17	2.12	2.33	4.99
4	2.70	1.89	2.01	4.46
6	1.79	1.51	1.65	3.63
8	0.98	0.99	1.08	2.55
10	0.11	0.42	0.52	1.33
12	0.00	0.02	0.10	0.40
14	0.00	0.00	0.00	0.02

Tabla 4.15. Tabla de referencia V1 de pérdidas de radiación solar por sombras.

Las pérdidas por sombreado serán aproximadamente del 2%, por tanto, la instalación cumplirá los requisitos de pérdidas por sombras (S), que en el caso general no pueden superar el 10%. Además, las pérdidas totales (OI+S) no excederán el 15% permitido en este caso.

#### 4.8.3. Pérdidas por temperatura

Para estimar las pérdidas causadas por la influencia de la temperatura, se necesitan los siguientes datos:

- **Tamb (°C):** Promedio de las temperaturas durante las 24 horas de un día, medidas en sombra. Este parámetro ha sido obtenido en la página PVGIS. (Ver anexo 3).
- **TONC (°C):** Temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico, dado en las hojas de características (Figura 30).

THERMAL CHARACTERISTICS	
NOCT	46 °C
TC I <sub>sc</sub>	0,036 %/K
TC U <sub>oc</sub>	-0,33 %/K
TC P <sub>mpp</sub>	-0,47 %/K

Figura 30. Características térmicas de los paneles solares.

- **E (W/m<sup>2</sup>):** Irradiancia solar, en W/m<sup>2</sup>, medida con la CTE calibrada. Este parámetro ha sido obtenido en PVGIS (Ver Anexo 4).

- **Tc (°C):** Temperatura de las células solares. Viene dado por la expresión (10).  

$$T_c = T_{amb} + [(TONC - 20) / 800] \cdot E \quad (10)$$
- **PpT (%):** Pérdidas por temperatura. Calculadas según la fórmula (11).  

$$P_{pT} = 0,47 \cdot (T_c - 25) \quad (11)$$

Siendo 0,47 el coeficiente de temperatura de potencia extraído de las hojas de características del módulo (Figura 31).

**THERMAL CHARACTERISTICS**

NOCT	46 °C
TC I <sub>sc</sub>	0,036 %/K
TC U <sub>oc</sub>	-0,33 %/K
TC P <sub>mpp</sub>	-0,47 %/K

Figura 31. Características térmicas de los paneles solares.

En la siguiente tabla Tabla 4.16 se muestra un resumen de los cálculos para hallar estas pérdidas.

Mes	Tamb (°C)	TONC (°C)	E (W/m2)	Tc (°C)	PpT (%)	Pérdidas temperatura (%)
Enero	9,90	46,00	669,74	31,67	3,13	3,13
Febrero	10,00	46,00	743,47	34,16	4,31	4,31
Marzo	11,70	46,00	910,79	41,30	7,66	7,66
Abril	12,30	46,00	794,05	38,11	6,16	6,16
Mayo	14,80	46,00	780,05	40,15	7,12	7,12
Junio	17,50	46,00	765,58	42,38	8,17	8,17
Julio	19,30	46,00	783,84	44,77	9,29	9,29
Agosto	20,00	46,00	765,42	44,88	9,34	9,34
Septiembre	18,20	46,00	709,58	41,26	7,64	7,64
Octubre	16,10	46,00	644,21	37,04	5,66	5,66
Noviembre	12,10	46,00	664,68	33,70	4,09	4,09
Diciembre	10,30	46,00	665,89	31,94	3,26	3,26

Tabla 4.16. Cálculo pérdidas por temperatura.

**4.8.4. Pérdidas por cableado**

Para el cálculo de estas pérdidas, se necesita conocer la sección de los cables utilizados, así como su longitud. Vienen dadas por la ecuación (12).

$$L_{cab} = R \cdot I^2 \quad (12)$$

Siendo R el valor de la resistencia eléctrica de los cables elegidos. En este proyecto no se han dimensionado los cables y, por tanto, se han considerado las pérdidas habituales en condiciones técnicas, es decir, 0.2%.

**4.8.5. Pérdidas por polvo y suciedad**

Las pérdidas producidas por polvo y suciedad suelen variar entre 0 y 8%. El primer caso, es la situación dada tras un día de lluvia, mientras que el segundo caso se produce cuando los módulos están muy sucios. En el emplazamiento de esta

instalación hay muchos días de lluvia al año y, por tanto, se han estimado las pérdidas por polvo y suciedad en un 3%.

#### 4.8.6. Pérdidas en el inversor

El rendimiento del inversor *SolarMax 10MT2* es del 97.5% (Figura 32), por lo que las pérdidas que introduce serán del 2.5%.

Efficiency	Max. efficiency	98.0%
	Europ. efficiency	97.5%

Figura 32. Eficiencia inversor.

#### 4.8.7. Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia

En este proyecto, las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia, se han considerado del 3%.

#### 4.8.8. Cálculo del Performance Ratio (PR)

El Performance Ratio es uno de los parámetros más importantes de una instalación solar, ya que mide el rendimiento de la misma una vez descontadas las pérdidas inherentes a un sistema fotovoltaico. En definitiva, es un indicador de calidad de la instalación.

De acuerdo con el pliego de condiciones técnicas, se tendrán en cuenta las pérdidas por:

- Temperatura.
- Cableado.
- Dispersión de parámetros y suciedad.
- Errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Eficiencia energética del inversor.
- Otros.

En el caso de este proyecto, también se han tenido en cuenta las pérdidas por sombras originadas por la situación geográfica de los paneles.

En la Tabla 4.17 se puede ver en detalle el cálculo del PR.

Mes	Pérdidas temperatura (%)	Pérdidas cableado (%)	Pérdidas suciedad (%)	Pérdidas inversor (%)	Pérdidas seguimiento (%)	Pérdidas por sombras (%)	Pérdidas por orientación	Pérdidas totales (%)	PR
Enero	3,13	2,00	3,00	2,50	3,00	2,00	5,00	20,63	0,79
Febrero	4,31	2,00	3,00	2,50	3,00	2,00	5,00	21,81	0,78
Marzo	7,66	2,00	3,00	2,50	3,00	2,00	5,00	25,16	0,75
Abril	6,16	2,00	3,00	2,50	3,00	2,00	5,00	23,66	0,76
Mayo	7,12	2,00	3,00	2,50	3,00	2,00	5,00	24,62	0,75
Junio	8,17	2,00	3,00	2,50	3,00	2,00	5,00	25,67	0,74
Julio	9,29	2,00	3,00	2,50	3,00	2,00	5,00	26,79	0,73
Agosto	9,34	2,00	3,00	2,50	3,00	2,00	5,00	26,84	0,73
Septiembre	7,64	2,00	3,00	2,50	3,00	2,00	5,00	25,14	0,75
Octubre	5,66	2,00	3,00	2,50	3,00	2,00	5,00	23,16	0,77
Noviembre	4,09	2,00	3,00	2,50	3,00	2,00	5,00	21,59	0,78
Diciembre	3,26	2,00	3,00	2,50	3,00	2,00	5,00	20,76	0,79
Promedio	6,32	2,00	3,00	2,50	3,00	2,00	5,00	23,82	0,76

Tabla 4.17. . Cálculo del Performance Ratio.

#### 4.8.9. Cálculo de la producción anual esperada.

Una vez conocidas todas las pérdidas de la instalación, podemos calcular la energía total máxima teórica que se generará a lo largo del primer año.

Para ello se deben tener en cuenta los siguientes datos:

- **$G_{dm}(0)$** : Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en KWh/(m<sup>2</sup>·día). Estos datos se obtienen con la página PVGIS. (Ver Anexo 3).
- **$G_{dm}(\alpha,\beta)$** : Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en KWh/(m<sup>2</sup>·día). Se ha calculado de la misma forma que el dato anterior. En este caso, en el apartado 4.8.1., se han seleccionado los siguientes ángulos azimut y de inclinación:  $\alpha = 0^\circ$  y  $\beta = 35^\circ$ .
- **PR**: Performance ratio, calculado en el apartado anterior.
- **$E_p$  (KWh/día)**: Estimación de la energía inyectada por los módulos solares a la red cada día. Se calcula con la expresión (13).

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha,\beta) \cdot P_{mp} \cdot PR \cdot N_{paneles}}{G_{CEM}} \quad (13)$$

Siendo:

- $P_{mp}$ : potencia de pico del generador.  $P_{mp}=190$  Wp.
- $G_{CEM}$ : irradiancia solar en condiciones CEM.  $G_{CEM}=1000$  W/m<sup>2</sup>.
- $N_{paneles}$ : número de células solares de la instalación.  $N_{paneles}=216$ .
- **$E_p$  (KWh/mes)**: Estimación de la energía inyectada por los módulos solares a la red cada mes. Se calcula multiplicando  $E_p$  (KWh/día) por el número de días de cada mes.

En la Tabla 4.18 se puede ver un resumen de todos estos datos.

Mes	Gdm(0) [kWh/(m <sup>2</sup> *día)]	Gdm (a=0°, b=35°) [kWh/m <sup>2</sup> *día]	PR	Ep [kWh/día]	Ep [kWh/mes]
Enero	1,56	2,63	0,79	85,66	2655,60513
Febrero	2,46	3,68	0,78	118,09	3306,61414
Marzo	3,66	4,69	0,75	144,05	4465,47919
Abril	4,80	5,30	0,76	166,05	4981,44978
Mayo	5,37	5,32	0,75	164,58	5101,86895
Junio	5,72	5,44	0,74	165,95	4978,47357
Julio	5,80	5,62	0,73	168,85	5234,20735
Agosto	5,29	5,61	0,73	168,44	5221,49516
Septiembre	4,36	5,39	0,75	165,59	4967,64833
Octubre	2,80	3,94	0,77	124,25	3851,83606
Noviembre	1,71	2,71	0,78	87,21	2616,18871
Diciembre	1,52	2,57	0,79	83,57	2590,79293
Promedio	3,76	4,41	0,76	137,88	4164,30494
Total año					<b>49971,65930</b>

Tabla 4.18. . Cálculo de la producción anual esperada.

La producción anual de energía durante el primer año será de **49.971,66 KWh**.

Producimos una media de 137,88 KWh al día, con una media de 4,41 horas al día de sol y una media de 30 días al mes, supone una potencia mensual de unos 18.241 KW, por lo tanto seríamos capaces de abastecer de sobra a la torre de control.

Para el resto de años este valor irá disminuyendo debido a la degradación de potencia en los paneles solares.

## 4.9. Soportes

La elección de los soportes para los paneles de cualquier instalación es algo fundamental. Los paneles han de estar contenidos en una estructura que normalmente será adaptable a cualquier tipo de panel, aunque teniendo en cuenta ciertas características como el tamaño de éste.

Existen varios tipos de soportes dependiendo del terreno en el que se vayan a situar, ya sea en el suelo o en el tejado. En este proyecto, se colocarán sobre el suelo y, por tanto, se ha centrado la búsqueda en este tipo de soportes, que se divide a su vez en dos. Por un lado, los soportes fijos, en los que no se puede modificar el ángulo de inclinación de los paneles; y, por otro lado, los regulables. Eligiendo estos últimos, se consigue una mayor eficiencia, ya que previamente se habrá calculado la orientación óptima de los paneles y se podrán colocar acorde con los resultados. Cabe mencionar que son algo más caros pero también nos ofrecen una mayor captación de los rayos de sol y por tanto, son los escogidos para este proyecto.

Cabe destacar, que merece la pena invertir en unos buenos soportes, que no serán tan caros en relación al panel, pero que proporcionarán una buena sujeción y mayor eficiencia en el caso de los regulables.

Para este caso, se han elegido unos soportes *EcoSolar* en la página [www.damiasolar.com](http://www.damiasolar.com). Se trata de una estructura universal para instalar 4 placas solares de 190 a 230 W. El ángulo óptimo hallado en la página <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php> se ha aproximado finalmente por 35°. La estructura escogida, permite regular el ángulo de inclinación desde 30° a 45°, por lo que es perfecta para instalación sobre suelos. Permite adaptarse en anchura y grosor a cualquier panel, por ello es válida para casi cualquier marca de paneles solares. Además, su instalación es sencilla y rápida.

Puesto que las estructuras son regulables, se ha decidido montar la estructura para colocar los paneles en dos filas y dos columnas por soporte (2x2) como se puede ver en la Figura 33.

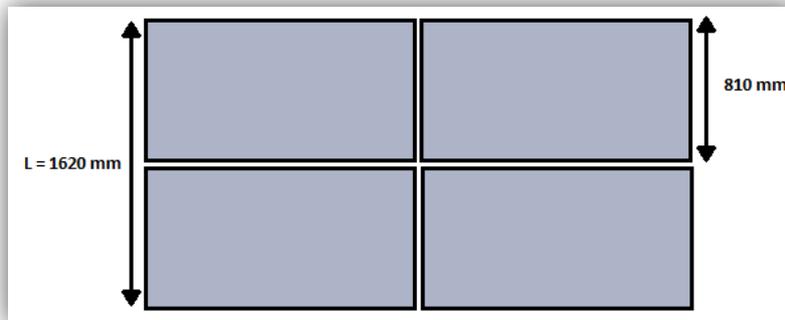


Figura 33. Distribución de paneles solares sobre soportes.

Su precio es de 199 € por cada 4 paneles. Por tanto, para instalar 216 paneles se necesitan 54 estructuras, lo que significa un gasto total de 10746€.

Se trata de una estructura de aluminio compuesta de los siguientes elementos:

- 6 x Carriles de 150 cm.
- 4 x Junta carriles.
- 4 x pinzas externas.
- 6 x pinzas internas.
- 8 x piezas bracket de unión entre tejado y estructura.

#### 4.10. Superficie de la instalación

La instalación fotovoltaica ocupará una superficie aproximada de 713 m<sup>2</sup>. El reparto de paneles se ha hecho, como ya se ha comentado, en soportes de 4 paneles para colocar los 216 necesarios, es decir, se necesitan 54 soportes. Por ello, se ha decidido repartirlos formando un rectángulo de 9x6 soportes.

Además, se considerará una distancia de 10 cm entre los soportes contiguos, para favorecer la circulación del aire. Por otro lado, como ya se ha visto en el apartado 3.7.1, al colocar los paneles con una inclinación de 35°, cada soporte ocupará 1,33 m

y la distancia entre la parte trasera de un soporte y la delantera del siguiente ha de ser 3 m.

Por tanto, cada fila ocupará:

$$(3,22 * 6) + (0,1 * 5) = 19,82 \text{ m} \quad (14)$$

Y cada columna:

$$(1,33*9)+(3*8)=35,97 \text{ m} \quad (15)$$

Creando una superficie total de 712,92 m<sup>2</sup>.

#### 4.11. Presupuesto

En este apartado, se va a detallar el coste total de la instalación, así como todos los gastos que ésta conlleva.

En primer lugar, se van a tener en cuenta los precios de paneles solares e inversores, mostrados en la Tabla 4.19 a modo de resumen.

Concepto	Precio unidad (€)	Unidades	Coste total (€)
<b>Panel solar SW 190 Mono Black</b>	212,89	216	45984,24
<b>Inversor SolarMax 10MT2</b>	1439,90	4	5759,6
<b>TOTAL</b>			51743,84

Tabla 4.19. Coste de los principales componentes de la instalación solar.

Otro gasto a considerar es el de los soportes, que implica un gasto de 10.746€, como se ha detallado en el apartado 4.8. También se han contemplado los precios del material eléctrico requerido en la instalación (cableado, interruptores y protecciones), que se han estimado en un 10%<sup>9</sup> del coste total de la Tabla 4.19, es decir, unos 5.174,4 €.

Cabe destacar que el transporte de los componentes de la instalación no supone un coste añadido, ya que las empresas distribuidoras a las que se ha hecho referencia a lo largo del proyecto, ofrecían los gastos de envío gratuitos.

También se deben considerar las horas de ingeniería que se han invertido en el presente proyecto, las cuales suman 240 horas aproximadamente, a 40€/hora, hacen un total de 9600€.

Por otro lado, hay que tener en cuenta el montaje de la instalación, dado que realizar una instalación solar fotovoltaica es complicado, y si no se ponen las medidas de protección adecuadas, puede incluso resultar peligrosa. Es por ello que la instalación ha de llevarse a cabo por expertos.

El tiempo que se emplea en la instalación depende del tamaño de la misma y de la superficie sobre la que se haga. Sabiendo que la construcción de una planta solar de 5kW en una vivienda dura, como mucho, una semana (de 5 días y 8 horas laborables),

<sup>9</sup> Dato obtenido de una consulta realizada a Abengoa Research, sociedad de la empresa española Abengoa Solar (<http://www.abengoasolar.com/>).

para instalar 40kW se tardarán 8 semanas aproximadamente. A continuación, se lleva a cabo la conexión a red, que puede durar una semana más<sup>10</sup>. Cabe destacar, que estos cálculos son una estimación grosso modo, por lo que una vez aceptada la oferta, habrá que estudiar detalladamente el tiempo real que llevaría. Con todo ello, y considerando que la instalación se lleva a cabo por dos instaladores (un Oficial 1ª y un Ayudante, cuyos salarios son 28.8 y 25€ la hora, respectivamente<sup>11</sup>), la instalación costaría unos 19.368€.

Finalmente, contabilizando todos los gastos requeridos para la instalación solar fotovoltaica, se estima un presupuesto de **98.648,24 €**, aproximadamente, con el IVA incluido en todos los precios.

#### 4.11.1. Materiales

Nº	CONCEPTO	FABRICANTE	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (€)	PRECIO TOTAL (€)
1	Panel solar SW 190 Mono Black	SolarWorld	216	175,94	38.003,50
2	Inversor SolarMax 10MT2	SolarMax	4	1.190	4.760
3	Soportes EcoSolar	EcoSolar	54	164,46	8.880,99
4	Cableado, interruptores y protecciones (10%)				4.276,36
5	Instalación				16.006,61
6	<b>TOTAL</b>				<b>71.927,46</b>

Tabla 4.20. Presupuesto de materiales.

#### 4.11.2. Mano de obra

Nº	CONCEPTO	HORAS	COSTE/HORA (€)	COSTE TOTAL (€)
1	Energía Solar Fotovoltaica	160	40	6.400
3	Redacción del proyecto	80	40	3.200
<b>TOTAL</b>				<b>9.600</b>

Tabla 4.21. Presupuesto de mano de obra.

#### 4.11.3. Presupuesto de ejecución material

CONCEPTO	COSTE TOTAL (€)
Materiales	71.927,46
Mano de obra de ingeniería	9.600
<b>TOTAL</b>	<b>81.527,46</b>

Tabla 4.22. Presupuesto de ejecución material.

<sup>10</sup> Información obtenida de <http://www.ennera.com/>, competencia directa de Abengoa Solar.

<sup>11</sup> Salarios obtenidos de la página web <http://www.preoc.es/>.

4.11.4. **Presupuesto final**

<b>CONCEPTO</b>	<b>COSTE TOTAL (€)</b>
Ejecución material	81.527,46
Gastos generales (15%)	12.229,12
Beneficio industrial (6%)	4.891,65
<b>SUBTOTAL</b>	<b>98.648,23</b>
IVA (21%)	20.716,13
<b>TOTAL</b>	<b>119.364,35</b>

Tabla 4.23. Presupuesto final.

## 5. Amortización

Valorando la modificación del RD 661/2007, por el cual se suprimen las primas para las instalaciones de energías renovables, se ha realizado el estudio de la amortización en base al precio medio de mercado, cuyo valor para febrero de 2014 es de 0,124107 €/KWh. Además consideramos un incremento del IPC del 1,5% anual (según el informe del Departamento de Análisis de Bankinter<sup>12</sup>).

Para el estudio de la amortización de la energía solar fotovoltaica, se supone que toda la inversión, detallada en el apartado 4.11, se realiza durante el primer año.

<b>Año</b>	<b>Degradación de la potencia</b>	<b>Producción anual (KWh)</b>	<b>Beneficios/año (€)</b>
1	97%	48.472,51	-84.216,46
2	96,30%	48.122,71	-78.154,51
3	95,60%	47.772,91	-72.046,36
4	94,90%	47.423,10	-65.891,98
5	94,20%	47.073,30	-59.691,36
6	93,50%	46.723,50	-53.444,49
7	92,80%	46.373,70	-47.151,40
8	92,10%	46.023,90	-40.812,09
9	91,40%	45.674,10	-34.426,59
10	90,70%	45.324,29	-27.994,96
11	90,00%	44.974,49	-21.517,22
12	89,30%	44.624,69	-14.993,46
13	88,60%	44.274,89	-8.423,75
14	87,90%	43.925,09	-1.808,18
15	87,20%	43.575,29	4.853,15
16	86,50%	43.225,49	11.560,13
17	85,80%	42.875,68	18.312,62
18	85,10%	42.525,88	25.110,48
19	84,40%	42.176,08	31.953,56
20	83,70%	41.826,28	38.841,67
21	83,00%	41.476,48	45.774,64
22	82,30%	41.126,68	52.752,25
23	81,60%	40.776,87	59.774,28
24	80,90%	40.427,07	66.840,51
25	80,20%	40.077,27	73.950,67

Tabla 5.1. Amortización.

Como se puede ver en la Tabla 5.1 se empezarán a generar beneficios a partir del 15 año y finalmente, a lo largo de los 25 años que se consideran en el estudio se obtendrán unos beneficios netos de 73.950,67 €.

<sup>12</sup> Informe completo: [http://blog.bankinter.com/cfs-file.ashx/\\_key/CommunityServer.Components.PostAttachments/00.00.00.18.95/informe\\_2D00\\_estrat%20egia\\_2D00\\_anual\\_2D00\\_2014\\_2D00\\_2015\\_2D00\\_bankinter.pdf](http://blog.bankinter.com/cfs-file.ashx/_key/CommunityServer.Components.PostAttachments/00.00.00.18.95/informe_2D00_estrat%20egia_2D00_anual_2D00_2014_2D00_2015_2D00_bankinter.pdf)

Se concluye que obtenemos beneficios a partir del año 15, estos cálculos se han realizado con la normativa actual, sin primas. Por curiosidad y por comparar se revisan los últimos Reales Decretos de las primas en España, con lo que se puede aportar varios datos interesantes.

El marco regulador que impulsó el desarrollo de centrales solares fotovoltaicas conectadas a la red fue el Real Decreto 436/2004 y el RD 661/2007, en el que se estipulaba una prima de 0,44 € por cada kWh fotovoltaico que se inyectaba a la red.

Gracias a esta regulación, España fue en el año 2008 uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2708 MW instalados en un sólo año. Sin embargo, a partir del 30 de septiembre de 2008 esta actividad quedó regulada mediante el RD 1578/2008 de retribución fotovoltaica, que estableció unas primas variables en función de la ubicación de la instalación (suelo: 0,32 €/kWh o tejado: 0,34 €/kWh), estando sujetas además a un cupo máximo de potencia anual instalada a partir de 2009 que se adaptaría año a año en función del comportamiento del mercado.

Si se realizan los cálculos con la última prima de 2008 a 0,32€/kWh, se puede estimar que este dimensionamiento sería rentable en aproximadamente sólo 6 años, a partir de los cuáles daría beneficios netos.

## 6. Conclusiones.

En los últimos años se ha vivido un cambio radical en cuanto a las energías renovables se refiere. Por un lado, se puede decir que la tecnología ha mejorado con el paso de los años, pero la falta de subvenciones de hoy en día, hace que la capacidad para rentabilizar una instalación se vea mermada, sobre todo en el caso de energía solar.

Como se comentó anteriormente en el capítulo 5, se ve que hubo una gran inversión en este tipo de instalaciones y una gran apuesta gracias a las grandes primas realizadas por el gobierno, gracias a ello, como se comentó en 2008 España fue el país con más potencia fotovoltaica instalada en el mundo.

En cuanto a la instalación fotovoltaica cabe destacar que, además de la falta de subvenciones, el emplazamiento de la misma no es el más adecuado puesto que en el norte de España hay poca radiación solar media debido a la gran cantidad de días nublados. Por ello, este tipo de instalación no sale muy rentable. Aun así, la tendencia de los precios de las instalaciones es descendente y cabe esperar que siga siendo así. Por tanto, en un futuro próximo y asumiendo bajada de precios puede salir muy rentable incluso en el norte.

Además, desde el punto de vista legal aún quedan unas cuantas incertidumbres por resolver, sobre todo las que deben regular la relación con la compañía eléctrica una vez se pasa de ser meros consumidores a ser también productores.

Actualmente, el acceso a la red eléctrica en España requiere una serie de permisos de la administración y la autorización de la compañía eléctrica distribuidora de la zona. Ésta tiene la obligación de dar punto de enganche o conexión a la red eléctrica, pero en la práctica las compañías eléctricas están frenando el impulso de las energías renovables en general, y de la energía fotovoltaica en particular. Las eléctricas buscan motivos técnicos, como la saturación de la red, para controlar sus intereses en otras fuentes energéticas y con la intención de bloquear la iniciativa de los pequeños productores de energía solar fotovoltaica.

En definitiva, la apuesta por la energía solar y renovables en general, es una buena apuesta de futuro, pero en el marco actual es una incógnita ya que cada breve periodo de tiempo se cambian los Reales Decretos en favor de las compañías eléctricas en lugar de pensar en el medio ambiente, como en los posibles puestos generados al realizar inversiones en estas nuevas tecnologías, y el consumidor en general.

## 7. Bibliografía.

- [1] Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. PCT-C-REV- julio 2011.
- [2] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>.
- [3] [www.inovesolar.com](http://www.inovesolar.com)
- [4] [www.sicosolar.com](http://www.sicosolar.com).
- [5] [http://www.solar-online.es/es/list/category/inversores\\_conexion\\_a\\_red](http://www.solar-online.es/es/list/category/inversores_conexion_a_red).
- [6] <http://www.solarmax.com/es/productos/inversores-string/mt-serie/?a=>.
- [7] [www.solarworld.es](http://www.solarworld.es)
- [8] [www.pvsyst.com](http://www.pvsyst.com)
- [9] [www.idae.es](http://www.idae.es)
- [10] <http://www.solar design.co.uk/meteonorm.php>
- [11] <http://www.appa.es/01energias/05b-espanola.php>
- [12] <http://www.enovaefficiency.com/enlaces.php>
- [13] “Instalación solar fotovoltaica para aeropuerto de Parayas”, PFC Laura Martín Grande, Universidad de Cantabria
- [14] “Instalación fotovoltaica programable para alumbrado exterior con detector de presencia”, PFG David Lavín Bordas, Universidad de Cantabria.
- [15] Apuntes de teoría de "Energía y Telecomunicaciones" de la asignatura de 2º de Grado en Ingeniería de Telecomunicaciones.

# ANEXOS

## I. ANEXO 1.

### Performance of Grid-connected PV PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 0.2 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 8.4% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.7%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 23.3%

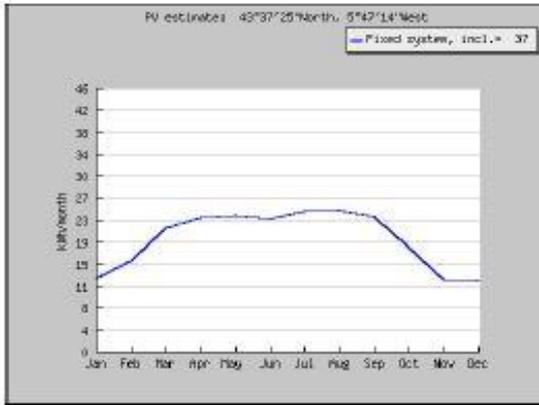
Fixed system: inclination=37 deg.,				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	0.41	12.6	2.67	82.7
Feb	0.56	15.7	3.72	104
Mar	0.69	21.4	4.71	146
Apr	0.77	23.1	5.28	158
May	0.76	23.6	5.28	164
Jun	0.77	23.0	5.38	161
Jul	0.78	24.3	5.56	172
Aug	0.79	24.4	5.58	173
Sep	0.78	23.3	5.40	162
Oct	0.58	18.0	3.97	123
Nov	0.41	12.4	2.75	82.4
Dec	0.40	12.3	2.61	81.0
Year	0.64	19.5	4.41	134
Total for year		234		1610

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

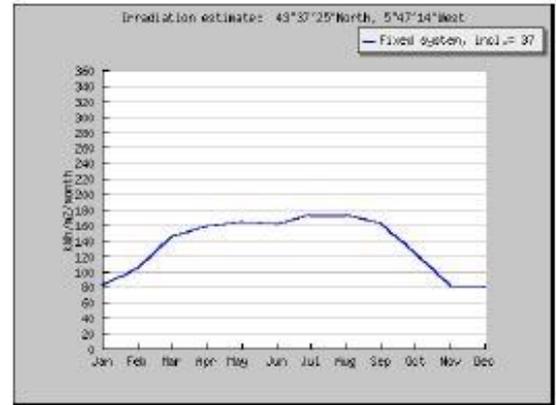
Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m<sup>2</sup>)

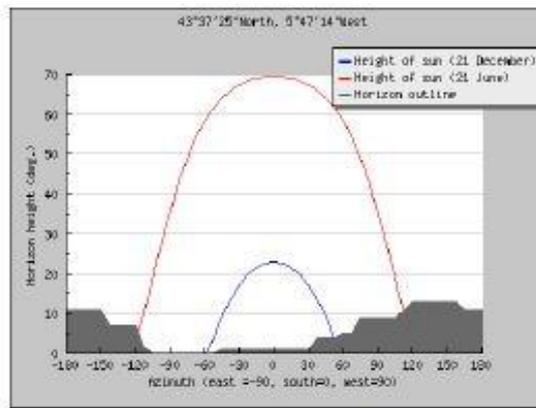
Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m<sup>2</sup>)



Monthly energy output from fixed-angle PV system



Monthly in-plane irradiation for fixed angle



Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the

Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

## II. ANEXO 2.

### Performance of Grid-connected PV PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Nominal power of the PV system: 0.2 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 8.4% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.7%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 23.4%

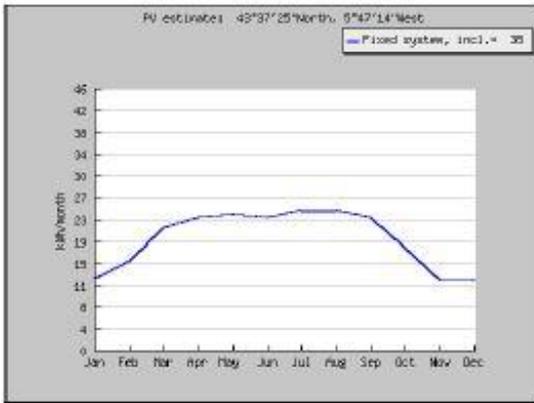
Fixed system: inclination=35 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	0.40	12.4	2.63	81.4
Feb	0.56	15.6	3.68	103
Mar	0.69	21.3	4.69	145
Apr	0.77	23.1	5.30	159
May	0.77	23.8	5.32	165
Jun	0.77	23.2	5.44	163
Jul	0.79	24.5	5.62	174
Aug	0.79	24.5	5.61	174
Sep	0.77	23.2	5.39	162
Oct	0.58	17.8	3.94	122
Nov	0.41	12.3	2.71	81.4
Dec	0.39	12.1	2.57	79.7
Year	0.64	19.5	4.41	134
Total for year		234		1610

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

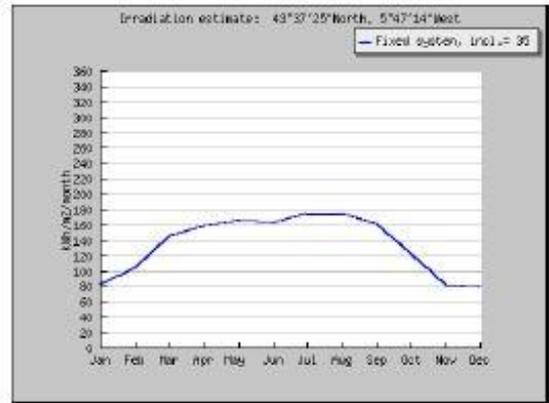
Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m<sup>2</sup>)

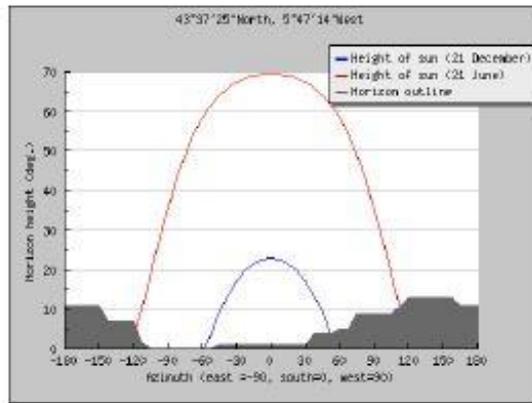
Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m<sup>2</sup>)



Monthly energy output from fixed-angle PV system



Monthly in-plane irradiation for fixed angle



Outline of horizon with sun path for winter and summer solstice

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012  
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.  
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the

Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

### III. ANEXO 3.

## Incident global irradiation for the chosen location

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Optimal inclination angle is: 37 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.2 %

Month	Hh	Hopt	H(35)	DNI	lopt	TL	D/G	TD	T24h	NDD
Jan	1560	2670	2630	2210	64	3.4	0.53	10.6	9.9	0
Feb	2460	3720	3680	3040	57	4.1	0.47	10.6	10.0	0
Mar	3660	4710	4690	3870	45	3.5	0.44	12.7	11.7	0
Apr	4800	5280	5300	4390	30	4.3	0.43	13.1	12.3	0
May	5370	5280	5320	4190	16	4.9	0.47	15.4	14.8	0
Jun	5720	5380	5440	4550	11	5.2	0.44	18.0	17.5	0
Jul	5800	5560	5620	4970	14	4.6	0.41	19.7	19.3	0
Aug	5290	5580	5610	4770	25	4.9	0.41	20.5	20.0	0
Sep	4360	5400	5390	4780	41	5.1	0.36	19.1	18.2	0
Oct	2800	3970	3940	3250	53	4.3	0.45	17.0	16.1	0
Nov	1710	2750	2710	2200	61	3.9	0.53	12.9	12.1	0
Dec	1520	2610	2570	2010	65	3.0	0.60	10.9	10.3	0
Year	3760	4410	4410	3690	37	4.3	0.44	15.0	14.4	0

Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m<sup>2</sup>/day)

Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m<sup>2</sup>/day)

H(35): Irradiation on plane at angle: 35deg. (Wh/m<sup>2</sup>/day)

DNI: Direct normal irradiation (Wh/m<sup>2</sup>/day)

lopt: Optimal inclination (deg.)

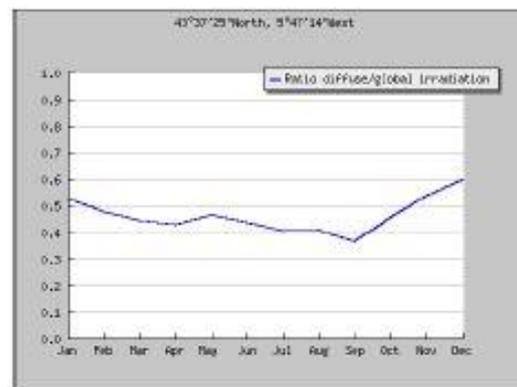
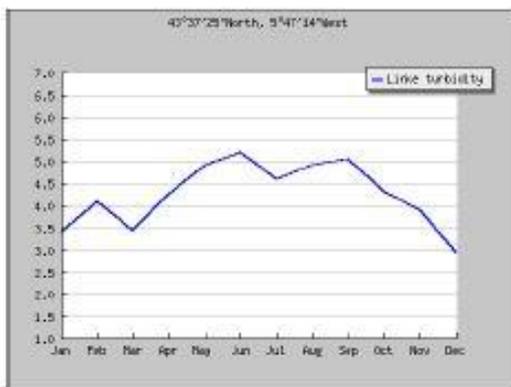
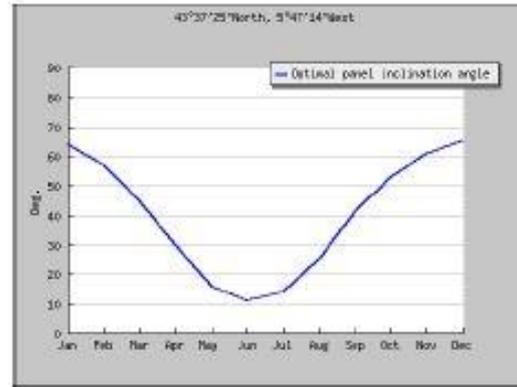
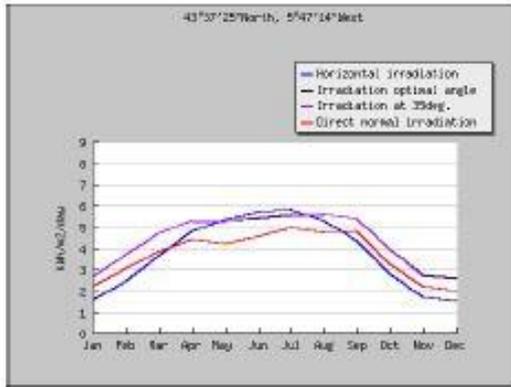
TL: Linke turbidity (-)

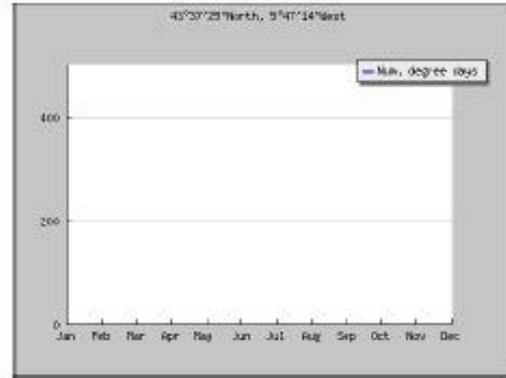
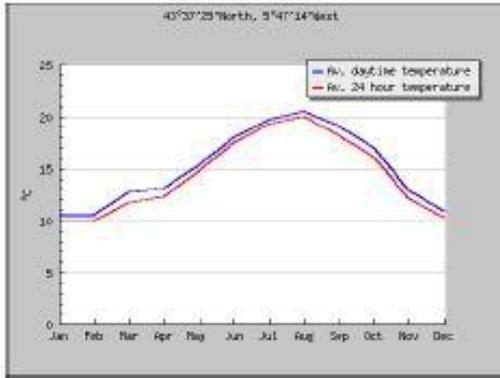
D/G: Ratio of diffuse to global irradiation (-)

TD: Average daytime temperature (°C)

T24h: 24 hour average of temperature (°C)

NDD: Number of heating degree-days (-)





PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the Commission accepts no

responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

## IV. ANEXO 4.

### Average Daily Solar Irradiance PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Inclination of plane: 35 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

#### Radiation estimates

Time	G	Gd	Td
04:37	0	0	8.3
04:52	0	0	8.1
05:07	0	0	7.9
05:22	0	0	7.8
05:37	0	0	7.8
05:52	0	0	7.7
06:07	0	0	7.7
06:22	0	0	7.7
06:37	0	0	7.7
06:52	0	0	7.8
07:07	0	0	7.8
07:22	0	0	7.9
07:37	0	0	8.0
07:52	50	27	8.1
08:07	83	42	8.2
08:22	124	61	8.4
08:37	160	73	8.5
08:52	194	84	8.7
09:07	227	94	8.9
09:22	258	104	9.1
09:37	287	112	9.2
09:52	314	119	9.4
10:07	338	125	9.6
10:22	360	130	9.8
10:37	379	135	10.0
10:52	395	139	10.2
11:07	409	142	10.4
11:22	420	144	10.6
11:37	429	146	10.8
11:52	434	147	11.0
12:07	437	148	11.1
12:22	437	148	11.3
12:37	434	147	11.5
12:52	429	146	11.6
13:07	420	144	11.7
13:22	409	142	11.8
13:37	395	139	11.9
13:52	379	135	12.0
14:07	360	130	12.1
14:22	338	125	12.1
14:37	314	119	12.2
14:52	287	112	12.2
15:07	258	104	12.1
15:22	227	94	12.1
15:37	194	84	12.0

<b>16:07</b>	<b>124</b>	<b>61</b>	<b>11.8</b>
<b>16:22</b>	<b>34</b>	<b>33</b>	<b>11.6</b>
<b>16:37</b>	<b>23</b>	<b>23</b>	<b>11.4</b>
<b>16:52</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11.2</b>
<b>17:07</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.9</b>
<b>17:22</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.6</b>
<b>17:37</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.3</b>
<b>17:52</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.9</b>
<b>18:07</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.5</b>
<b>18:22</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.0</b>

**G: Global irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Td: Average daytime temperature profile (deg. C)**

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the

Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

## Average Daily Solar Irradiance

### PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Inclination of plane: 35 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

### Radiation estimates

Time	G	Gd	Td
04:37	0	0	7.6
04:52	0	0	7.5
05:07	0	0	7.4
05:22	0	0	7.4
05:37	0	0	7.3
05:52	0	0	7.3
06:07	0	0	7.3
06:22	0	0	7.4
06:37	0	0	7.4
06:52	0	0	7.5
07:07	20	14	7.6
07:22	47	30	7.7
07:37	82	47	7.9
07:52	124	66	8.0
08:07	165	81	8.2
08:22	206	94	8.3
08:37	246	107	8.5
08:52	286	118	8.7
09:07	323	129	8.9
09:22	359	138	9.1
09:37	392	146	9.3
09:52	423	153	9.5
10:07	452	160	9.7
10:22	477	165	10.0
10:37	500	170	10.2
10:52	519	173	10.4
11:07	536	176	10.6
11:22	549	179	10.8
11:37	559	181	11.0
11:52	565	182	11.2
12:07	569	182	11.4
12:22	569	182	11.6
12:37	565	182	11.7
12:52	559	181	11.9
13:07	549	179	12.0
13:22	536	176	12.1
13:37	519	173	12.2
13:52	500	170	12.3
14:07	477	165	12.4
14:22	452	160	12.4
14:37	423	153	12.5
14:52	392	146	12.5
15:07	359	138	12.4
15:22	323	129	12.4
15:37	286	118	12.3

<b>16:07</b>	<b>206</b>	<b>94</b>	<b>12.1</b>
<b>16:22</b>	<b>165</b>	<b>81</b>	<b>11.9</b>
<b>16:37</b>	<b>124</b>	<b>66</b>	<b>11.7</b>
<b>16:52</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>11.5</b>
<b>17:07</b>	<b>27</b>	<b>26</b>	<b>11.3</b>
<b>17:22</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>11.0</b>
<b>17:37</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.6</b>
<b>17:52</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.3</b>
<b>18:07</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.8</b>
<b>18:22</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.4</b>

**G: Global irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Td: Average daytime temperature profile (deg. C)**

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the

Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

## Average Daily Solar Irradiance

### PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Inclination of plane: 35 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

### Radiation estimates

Time	G	Gd	Td
04:37	0	0	8.1
04:52	0	0	8.2
05:07	0	0	8.4
05:22	0	0	8.5
05:37	0	0	8.7
05:52	0	0	8.9
06:07	0	0	9.1
06:22	18	16	9.2
06:37	40	32	9.4
06:52	70	47	9.6
07:07	110	68	9.8
07:22	149	84	10.1
07:37	189	99	10.3
07:52	230	112	10.5
08:07	270	125	10.7
08:22	310	136	10.9
08:37	348	147	11.1
08:52	385	156	11.4
09:07	420	164	11.6
09:22	453	171	11.8
09:37	484	178	12.0
09:52	512	183	12.2
10:07	537	187	12.4
10:22	560	191	12.6
10:37	581	194	12.8
10:52	598	197	13.0
11:07	613	199	13.2
11:22	624	201	13.3
11:37	633	202	13.5
11:52	639	203	13.6
12:07	642	203	13.8
12:22	642	203	13.9
12:37	639	203	14.0
12:52	633	202	14.1
13:07	624	201	14.2
13:22	613	199	14.3
13:37	598	197	14.3
13:52	581	194	14.4
14:07	560	191	14.4
14:22	537	187	14.4
14:37	512	183	14.4
14:52	484	178	14.4
15:07	453	171	14.3
15:22	420	164	14.2
15:37	385	156	14.1

<b>16:07</b>	<b>310</b>	<b>136</b>	<b>13.9</b>
<b>16:22</b>	<b>270</b>	<b>125</b>	<b>13.7</b>
<b>16:37</b>	<b>230</b>	<b>112</b>	<b>13.5</b>
<b>16:52</b>	<b>189</b>	<b>99</b>	<b>13.3</b>
<b>17:07</b>	<b>149</b>	<b>84</b>	<b>13.1</b>
<b>17:22</b>	<b>59</b>	<b>58</b>	<b>12.8</b>
<b>17:37</b>	<b>45</b>	<b>45</b>	<b>12.5</b>
<b>17:52</b>	<b>31</b>	<b>30</b>	<b>12.2</b>
<b>18:07</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>11.8</b>
<b>18:22</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11.5</b>

**G: Global irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Td: Average daytime temperature profile (deg. C)**

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the

Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

## Average Daily Solar Irradiance

### PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Inclination of plane: 35 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

### Radiation estimates

Time	G	Gd	Td
04:37	0	0	8.2
04:52	0	0	8.5
05:07	0	0	8.8
05:22	0	0	9.1
05:37	11	11	9.4
05:52	27	27	9.7
06:07	43	42	10.0
06:22	67	57	10.2
06:37	96	73	10.5
06:52	130	88	10.8
07:07	166	102	11.0
07:22	204	116	11.3
07:37	243	129	11.5
07:52	282	141	11.7
08:07	321	152	11.9
08:22	359	162	12.2
08:37	396	171	12.4
08:52	431	179	12.6
09:07	465	186	12.7
09:22	497	192	12.9
09:37	526	197	13.1
09:52	554	201	13.3
10:07	579	205	13.4
10:22	601	208	13.6
10:37	621	211	13.7
10:52	638	213	13.8
11:07	652	215	14.0
11:22	663	216	14.1
11:37	672	217	14.2
11:52	678	217	14.2
12:07	681	217	14.3
12:22	681	217	14.4
12:37	678	217	14.5
12:52	672	217	14.5
13:07	663	216	14.5
13:22	652	215	14.6
13:37	638	213	14.6
13:52	621	211	14.6
14:07	601	208	14.6
14:22	579	205	14.5
14:37	554	201	14.5
14:52	526	197	14.5
15:07	497	192	14.4
15:22	465	186	14.3
15:37	431	179	14.2

<b>16:07</b>	<b>359</b>	<b>162</b>	<b>14.0</b>
<b>16:22</b>	<b>321</b>	<b>152</b>	<b>13.9</b>
<b>16:37</b>	<b>282</b>	<b>141</b>	<b>13.8</b>
<b>16:52</b>	<b>243</b>	<b>129</b>	<b>13.6</b>
<b>17:07</b>	<b>204</b>	<b>116</b>	<b>13.5</b>
<b>17:22</b>	<b>166</b>	<b>102</b>	<b>13.3</b>
<b>17:37</b>	<b>130</b>	<b>88</b>	<b>13.1</b>
<b>17:52</b>	<b>96</b>	<b>73</b>	<b>12.9</b>
<b>18:07</b>	<b>57</b>	<b>56</b>	<b>12.7</b>
<b>18:22</b>	<b>43</b>	<b>42</b>	<b>12.4</b>
<b>18:37</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>-</b>

**G: Global irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Td: Average daytime temperature profile (deg. C)**

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the

Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;

- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;

- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be

interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any

linked external sites.

## Average Daily Solar Irradiance

### PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Inclination of plane: 35 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

### Radiation estimates

Time	G	Gd	Td
04:37	0	0	10.8
04:52	0	0	11.1
05:07	17	17	11.5
05:22	33	32	11.8
05:37	48	47	12.1
05:52	63	62	12.4
06:07	78	74	12.7
06:22	104	88	13.0
06:37	133	102	13.3
06:52	165	116	13.5
07:07	197	129	13.8
07:22	231	142	14.0
07:37	265	153	14.3
07:52	299	164	14.5
08:07	333	174	14.7
08:22	366	183	14.9
08:37	398	190	15.1
08:52	428	198	15.3
09:07	458	204	15.5
09:22	485	209	15.6
09:37	511	214	15.8
09:52	534	218	15.9
10:07	556	221	16.1
10:22	575	224	16.2
10:37	592	226	16.3
10:52	607	228	16.4
11:07	619	230	16.5
11:22	629	231	16.6
11:37	636	232	16.7
11:52	641	232	16.7
12:07	644	232	16.8
12:22	644	232	16.8
12:37	641	232	16.9
12:52	636	232	16.9
13:07	629	231	16.9
13:22	619	230	16.9
13:37	607	228	16.9
13:52	592	226	16.9
14:07	575	224	16.9
14:22	556	221	16.9
14:37	534	218	16.8
14:52	511	214	16.8
15:07	485	209	16.7
15:22	458	204	16.6
15:37	428	198	16.6

<b>16:07</b>	<b>366</b>	<b>183</b>	<b>16.4</b>
<b>16:22</b>	<b>333</b>	<b>174</b>	<b>16.3</b>
<b>16:37</b>	<b>299</b>	<b>164</b>	<b>16.1</b>
<b>16:52</b>	<b>265</b>	<b>153</b>	<b>16.0</b>
<b>17:07</b>	<b>231</b>	<b>142</b>	<b>15.9</b>
<b>17:22</b>	<b>197</b>	<b>129</b>	<b>15.7</b>
<b>17:37</b>	<b>165</b>	<b>116</b>	<b>15.6</b>
<b>17:52</b>	<b>133</b>	<b>102</b>	<b>15.4</b>
<b>18:07</b>	<b>104</b>	<b>88</b>	<b>15.2</b>
<b>18:22</b>	<b>78</b>	<b>74</b>	<b>15.1</b>
<b>18:37</b>	<b>63</b>	<b>62</b>	<b>-</b>
<b>18:52</b>	<b>48</b>	<b>47</b>	<b>-</b>
<b>19:07</b>	<b>33</b>	<b>32</b>	<b>-</b>

**G: Global irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Td: Average daytime temperature profile (deg. C)**

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the

Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

## Average Daily Solar Irradiance

### PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Inclination of plane: 35 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

### Radiation estimates

Time	G	Gd	Td
04:37	0	0	13.9
04:52	19	18	14.2
05:07	33	32	14.5
05:22	47	46	14.8
05:37	60	59	15.1
05:52	73	72	15.4
06:07	88	81	15.6
06:22	114	94	15.9
06:37	143	106	16.1
06:52	173	118	16.4
07:07	205	130	16.6
07:22	238	141	16.8
07:37	272	151	17.1
07:52	305	161	17.3
08:07	339	169	17.5
08:22	371	177	17.7
08:37	403	184	17.8
08:52	433	191	18.0
09:07	462	196	18.2
09:22	490	201	18.3
09:37	515	206	18.5
09:52	539	209	18.6
10:07	561	212	18.8
10:22	580	215	18.9
10:37	597	217	19.0
10:52	612	219	19.1
11:07	625	220	19.2
11:22	635	221	19.3
11:37	642	222	19.3
11:52	647	222	19.4
12:07	650	223	19.5
12:22	650	223	19.5
12:37	647	222	19.6
12:52	642	222	19.6
13:07	635	221	19.6
13:22	625	220	19.6
13:37	612	219	19.6
13:52	597	217	19.6
14:07	580	215	19.6
14:22	561	212	19.6
14:37	539	209	19.5
14:52	515	206	19.5
15:07	490	201	19.4
15:22	462	196	19.4
15:37	433	191	19.3

<b>16:07</b>	<b>371</b>	<b>177</b>	<b>19.1</b>
<b>16:22</b>	<b>339</b>	<b>169</b>	<b>19.0</b>
<b>16:37</b>	<b>305</b>	<b>161</b>	<b>18.9</b>
<b>16:52</b>	<b>272</b>	<b>151</b>	<b>18.8</b>
<b>17:07</b>	<b>238</b>	<b>141</b>	<b>18.6</b>
<b>17:22</b>	<b>205</b>	<b>130</b>	<b>18.5</b>
<b>17:37</b>	<b>173</b>	<b>118</b>	<b>18.4</b>
<b>17:52</b>	<b>143</b>	<b>106</b>	<b>18.2</b>
<b>18:07</b>	<b>114</b>	<b>94</b>	<b>18.0</b>
<b>18:22</b>	<b>88</b>	<b>81</b>	<b>17.8</b>
<b>18:37</b>	<b>73</b>	<b>72</b>	<b>-</b>
<b>18:52</b>	<b>60</b>	<b>59</b>	<b>-</b>
<b>19:07</b>	<b>47</b>	<b>46</b>	<b>-</b>
<b>19:22</b>	<b>33</b>	<b>32</b>	<b>-</b>

**G: Global irradiance on a fixed plane (W/m2)**

**Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m2)**

**Td: Average daytime temperature profile (deg. C)**

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the

Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

## Average Daily Solar Irradiance

### PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Inclination of plane: 35 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

### Radiation estimates

Time	G	Gd	Td
04:37	0	0	15.8
04:52	13	13	16.0
05:07	27	26	16.3
05:22	41	40	16.5
05:37	54	53	16.8
05:52	67	66	17.0
06:07	80	74	17.2
06:22	108	86	17.5
06:37	139	99	17.7
06:52	172	111	17.9
07:07	206	123	18.1
07:22	242	134	18.4
07:37	278	144	18.6
07:52	314	153	18.8
08:07	349	162	18.9
08:22	384	170	19.1
08:37	418	176	19.3
08:52	450	183	19.5
09:07	481	188	19.6
09:22	510	193	19.8
09:37	538	197	20.0
09:52	563	200	20.1
10:07	586	203	20.2
10:22	606	205	20.4
10:37	624	207	20.5
10:52	640	208	20.6
11:07	653	209	20.7
11:22	664	210	20.8
11:37	672	211	20.9
11:52	677	211	21.0
12:07	680	211	21.1
12:22	680	211	21.1
12:37	677	211	21.2
12:52	672	211	21.2
13:07	664	210	21.3
13:22	653	209	21.3
13:37	640	208	21.3
13:52	624	207	21.3
14:07	606	205	21.3
14:22	586	203	21.3
14:37	563	200	21.3
14:52	538	197	21.2
15:07	510	193	21.2
15:22	481	188	21.1
15:37	450	183	21.1

16:07	384	170	20.9
16:22	349	162	20.8
16:37	314	153	20.7
16:52	278	144	20.6
17:07	242	134	20.4
17:22	206	123	20.3
17:37	172	111	20.1
17:52	139	99	20.0
18:07	108	86	19.8
18:22	80	74	19.6
18:37	67	66	-
18:52	54	53	-
19:07	41	40	-
19:22	27	26	-

**G: Global irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Td: Average daytime temperature profile (deg. C)**

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the

Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

## Average Daily Solar Irradiance

### PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Inclination of plane: 35 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

### Radiation estimates

Time	G	Gd	Td
04:37	0	0	16.0
04:52	0	0	16.3
05:07	0	0	16.6
05:22	8	8	16.8
05:37	24	24	17.1
05:52	39	38	17.4
06:07	53	52	17.6
06:22	79	66	17.9
06:37	109	81	18.1
06:52	143	95	18.4
07:07	180	109	18.6
07:22	218	122	18.8
07:37	257	134	19.1
07:52	297	145	19.3
08:07	337	156	19.5
08:22	377	166	19.7
08:37	415	174	19.9
08:52	452	182	20.1
09:07	488	189	20.3
09:22	521	195	20.4
09:37	552	200	20.6
09:52	581	205	20.8
10:07	608	209	20.9
10:22	632	212	21.1
10:37	653	215	21.2
10:52	671	217	21.3
11:07	687	219	21.5
11:22	699	220	21.6
11:37	708	221	21.7
11:52	715	221	21.7
12:07	718	222	21.8
12:22	718	222	21.9
12:37	715	221	22.0
12:52	708	221	22.0
13:07	699	220	22.0
13:22	687	219	22.1
13:37	671	217	22.1
13:52	653	215	22.1
14:07	632	212	22.1
14:22	608	209	22.1
14:37	581	205	22.1
14:52	552	200	22.0
15:07	521	195	22.0
15:22	488	189	21.9
15:37	452	182	21.8

16:07	377	166	21.6
16:22	337	156	21.5
16:37	297	145	21.4
16:52	257	134	21.2
17:07	218	122	21.1
17:22	180	109	20.9
17:37	143	95	20.7
17:52	109	81	20.5
18:07	79	66	20.3
18:22	53	53	20.1
18:37	39	38	-
18:52	24	24	-

**G: Global irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Td: Average daytime temperature profile (deg. C)**

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the

Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

## Average Daily Solar Irradiance

### PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Inclination of plane: 35 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

### Radiation estimates

Time	G	Gd	Td
04:37	0	0	14.2
04:52	0	0	14.5
05:07	0	0	14.7
05:22	0	0	15.0
05:37	0	0	15.3
05:52	0	0	15.5
06:07	8	8	15.8
06:22	25	22	16.0
06:37	50	38	16.3
06:52	80	53	16.5
07:07	117	67	16.8
07:22	157	81	17.0
07:37	201	95	17.2
07:52	246	107	17.5
08:07	292	119	17.7
08:22	338	130	17.9
08:37	384	140	18.1
08:52	428	149	18.3
09:07	472	157	18.5
09:22	513	165	18.7
09:37	551	171	18.9
09:52	588	177	19.1
10:07	621	181	19.3
10:22	651	186	19.4
10:37	677	189	19.6
10:52	700	192	19.7
11:07	720	194	19.9
11:22	735	196	20.0
11:37	747	197	20.1
11:52	755	198	20.2
12:07	759	199	20.3
12:22	759	199	20.4
12:37	755	198	20.5
12:52	747	197	20.5
13:07	735	196	20.6
13:22	720	194	20.6
13:37	700	192	20.6
13:52	677	189	20.6
14:07	651	186	20.6
14:22	621	181	20.6
14:37	588	177	20.6
14:52	551	171	20.5
15:07	513	165	20.4
15:22	472	157	20.4
15:37	428	149	20.3

<b>16:07</b>	<b>338</b>	<b>130</b>	<b>20.0</b>
<b>16:22</b>	<b>292</b>	<b>119</b>	<b>19.9</b>
<b>16:37</b>	<b>246</b>	<b>107</b>	<b>19.7</b>
<b>16:52</b>	<b>201</b>	<b>95</b>	<b>19.5</b>
<b>17:07</b>	<b>157</b>	<b>81</b>	<b>19.3</b>
<b>17:22</b>	<b>117</b>	<b>67</b>	<b>19.1</b>
<b>17:37</b>	<b>48</b>	<b>48</b>	<b>18.8</b>
<b>17:52</b>	<b>36</b>	<b>35</b>	<b>18.6</b>
<b>18:07</b>	<b>22</b>	<b>22</b>	<b>18.3</b>
<b>18:22</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>18.0</b>

**G: Global irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Td: Average daytime temperature profile (deg. C)**

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the

Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

## Average Daily Solar Irradiance

### PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Inclination of plane: 35 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

### Radiation estimates

Time	G	Gd	Td
04:37	0	0	13.1
04:52	0	0	13.1
05:07	0	0	13.2
05:22	0	0	13.3
05:37	0	0	13.5
05:52	0	0	13.6
06:07	0	0	13.7
06:22	0	0	13.9
06:37	0	0	14.0
06:52	18	14	14.2
07:07	43	29	14.4
07:22	78	48	14.6
07:37	114	64	14.7
07:52	153	78	14.9
08:07	193	92	15.1
08:22	233	104	15.3
08:37	273	116	15.5
08:52	311	126	15.7
09:07	348	136	15.9
09:22	383	144	16.1
09:37	415	152	16.3
09:52	446	158	16.5
10:07	473	164	16.6
10:22	499	169	16.8
10:37	521	173	17.0
10:52	540	176	17.2
11:07	556	179	17.3
11:22	569	181	17.5
11:37	579	183	17.6
11:52	585	184	17.8
12:07	589	184	17.9
12:22	589	184	18.0
12:37	585	184	18.1
12:52	579	183	18.2
13:07	569	181	18.3
13:22	556	179	18.3
13:37	540	176	18.4
13:52	521	173	18.4
14:07	499	169	18.4
14:22	473	164	18.4
14:37	446	158	18.4
14:52	415	152	18.3
15:07	383	144	18.3
15:22	348	136	18.2
15:37	311	126	18.1

<b>16:07</b>	<b>233</b>	<b>104</b>	<b>17.8</b>
<b>16:22</b>	<b>193</b>	<b>92</b>	<b>17.6</b>
<b>16:37</b>	<b>153</b>	<b>78</b>	<b>17.4</b>
<b>16:52</b>	<b>114</b>	<b>64</b>	<b>17.1</b>
<b>17:07</b>	<b>40</b>	<b>39</b>	<b>16.9</b>
<b>17:22</b>	<b>27</b>	<b>26</b>	<b>16.6</b>
<b>17:37</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>16.3</b>
<b>17:52</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15.9</b>
<b>18:07</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15.5</b>
<b>18:22</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>15.1</b>

**G: Global irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Td: Average daytime temperature profile (deg. C)**

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the

Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be

interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

## Average Daily Solar Irradiance

### PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Inclination of plane: 35 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

### Radiation estimates

Time	G	Gd	Td
04:37	0	0	10.1
04:52	0	0	10.1
05:07	0	0	10.1
05:22	0	0	10.0
05:37	0	0	10.0
05:52	0	0	10.1
06:07	0	0	10.1
06:22	0	0	10.2
06:37	0	0	10.2
06:52	0	0	10.3
07:07	0	0	10.4
07:22	0	0	10.5
07:37	32	20	10.7
07:52	61	35	10.8
08:07	98	53	10.9
08:22	133	67	11.1
08:37	168	79	11.3
08:52	201	90	11.4
09:07	234	100	11.6
09:22	264	109	11.8
09:37	293	117	11.9
09:52	319	125	12.1
10:07	343	131	12.3
10:22	365	136	12.5
10:37	384	141	12.6
10:52	401	145	12.8
11:07	415	148	13.0
11:22	426	150	13.1
11:37	434	152	13.3
11:52	440	153	13.4
12:07	443	154	13.5
12:22	443	154	13.7
12:37	440	153	13.8
12:52	434	152	13.9
13:07	426	150	14.0
13:22	415	148	14.1
13:37	401	145	14.1
13:52	384	141	14.2
14:07	365	136	14.2
14:22	343	131	14.2
14:37	319	125	14.2
14:52	293	117	14.2
15:07	264	109	14.1
15:22	234	100	14.0
15:37	201	90	13.9

<b>16:07</b>	<b>133</b>	<b>67</b>	<b>13.7</b>
<b>16:22</b>	<b>98</b>	<b>53</b>	<b>13.5</b>
<b>16:37</b>	<b>30</b>	<b>29</b>	<b>13.3</b>
<b>16:52</b>	<b>18</b>	<b>18</b>	<b>13.1</b>
<b>17:07</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>12.8</b>
<b>17:22</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>12.5</b>
<b>17:37</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>12.2</b>
<b>17:52</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11.8</b>
<b>18:07</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11.4</b>
<b>18:22</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11.0</b>

**G: Global irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Td: Average daytime temperature profile (deg. C)**

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the

Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be

interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any

linked external sites.

## Average Daily Solar Irradiance

### PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 43°37'25" North, 5°47'14" West, Elevation: 39 m a.s.l.,

Inclination of plane: 35 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

### Radiation estimates

Time	G	Gd	Td
04:37	0	0	8.7
04:52	0	0	8.5
05:07	0	0	8.4
05:22	0	0	8.3
05:37	0	0	8.2
05:52	0	0	8.2
06:07	0	0	8.1
06:22	0	0	8.1
06:37	0	0	8.1
06:52	0	0	8.2
07:07	0	0	8.2
07:22	0	0	8.3
07:37	0	0	8.4
07:52	20	20	8.5
08:07	74	40	8.6
08:22	113	59	8.8
08:37	156	80	8.9
08:52	192	93	9.1
09:07	225	105	9.2
09:22	257	116	9.4
09:37	285	125	9.6
09:52	312	134	9.8
10:07	336	141	10.0
10:22	357	147	10.1
10:37	376	152	10.3
10:52	392	157	10.5
11:07	405	160	10.7
11:22	416	163	10.9
11:37	424	165	11.1
11:52	429	167	11.2
12:07	432	167	11.4
12:22	432	167	11.6
12:37	429	167	11.7
12:52	424	165	11.8
13:07	416	163	12.0
13:22	405	160	12.1
13:37	392	157	12.2
13:52	376	152	12.2
14:07	357	147	12.3
14:22	336	141	12.3
14:37	312	134	12.3
14:52	285	125	12.3
15:07	257	116	12.3
15:22	225	105	12.3
15:37	192	93	12.2

<b>16:07</b>	<b>44</b>	<b>44</b>	<b>11.9</b>
<b>16:22</b>	<b>33</b>	<b>32</b>	<b>11.8</b>
<b>16:37</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>11.6</b>
<b>16:52</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11.3</b>
<b>17:07</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11.1</b>
<b>17:22</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.8</b>
<b>17:37</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.4</b>
<b>17:52</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10.0</b>
<b>18:07</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.6</b>
<b>18:22</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9.2</b>

**G: Global irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Td: Average daytime temperature profile (deg. C)**

PVGIS (c) European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Disclaimer:

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. However the

Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

This information is:

- of a general nature only and is not intended to address the specific circumstances of any particular individual or entity;
- not necessarily comprehensive, complete, accurate or up to date;
- not professional or legal advice (if you need specific advice, you should always consult a suitably qualified professional).

Some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be

interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any

linked external sites.

## V. ANEXO 5

### HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

#### Panel Solar



**NEW 25 YEAR LINEAR PERFORMANCE WARRANTY AND A PRODUCT WORKMANSHIP WARRANTY OF 10 YEARS\***

**FOR QUALITY**

Length	1610 mm
Width	810 mm
Height	34 mm
Frame	Aluminium
Weight	15 kg

**ÖKO-TEST**  
LIFE-BUSINESS LABEL  
4.4 (very good) out of 5.0 (best)  
**very good**  
Issue 01/2010

**TEST WINNER**  
1  
PERFORMANCE YEAR  
2008  
The International Energy Agency  
www.iea.org/publications

**TEST WINNER**  
1  
PERFORMANCE YEAR  
2009  
The International Energy Agency  
www.iea.org/publications

## Sunmodule<sup>+</sup>

### SW 190 mono black

**Attractive design**  
The homogeneous black surface and black module frames create a visual elegance which fulfils even the most demanding requirements in terms of design and architecture.

**German quality standards**  
Fully-automated production lines and seamless monitoring of the process and material ensure the quality that the company sets as its benchmark for its sites worldwide.

**Outstanding products**  
SolarWorld modules have received top marks in numerous independent performance tests:  
In Photon test laboratory's endurance test SolarWorld's modules occupied first place in 2008 and in 2009 and were assessed by the ÖKO-TEST consumer magazine as "very good".

**SolarWorld Plus sorting**  
Plus-sorting guarantees the highest system efficiency. Only modules that achieve the designated nominal performance or greater in performance tests are dispatched.

**25 years linear performance guarantee\***  
SolarWorld guarantees a maximum degeneration in performance of 0.7% p.a. for more than 25 years - a clear additional benefit compared with the conventional two-stage industry guarantees. In addition there is a product warranty that covers 10 years.

\*In accordance with the applicable SolarWorld service certificate at purchase  
[www.solarworld.com/service-certificate](http://www.solarworld.com/service-certificate)

[www.solarworld.com](http://www.solarworld.com)



**SOLARWORLD**

We turn sunlight into power.

# Sunmodule<sup>+</sup>

## SW 190 mono black

### PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)\*

		SW 190
Maximum power	$P_{max}$	190 Wp
Open circuit voltage	$U_{oc}$	45,0 V
Maximum power point voltage	$U_{mpp}$	36,5 V
Short circuit current	$I_{sc}$	5,60 A
Maximum power point current	$I_{mpp}$	5,21 A

\*STC: 1000W/m<sup>2</sup>, 25°C, AM 1.5

### PERFORMANCE AT 800 W/m<sup>2</sup>, NOCT, AM 1.5

		SW 190
Maximum power	$P_{max}$	135,8 Wp
Open circuit voltage	$U_{oc}$	40,7 V
Maximum power point voltage	$U_{mpp}$	32,8 V
Short circuit current	$I_{sc}$	4,63 A
Maximum power point current	$I_{mpp}$	4,15 A

Minor reduction in efficiency under partial load conditions at 25°C: at 200W/m<sup>2</sup>, 95% (+/-3%) of the STC efficiency (1000 W/m<sup>2</sup>) is achieved.

### COMPONENT MATERIALS

Cells per module	72
Cell type	Mono crystalline
Cell dimensions	125 mm x 125 mm
Front	tempered glass (EN 12750)

### SYSTEM INTEGRATION PARAMETERS

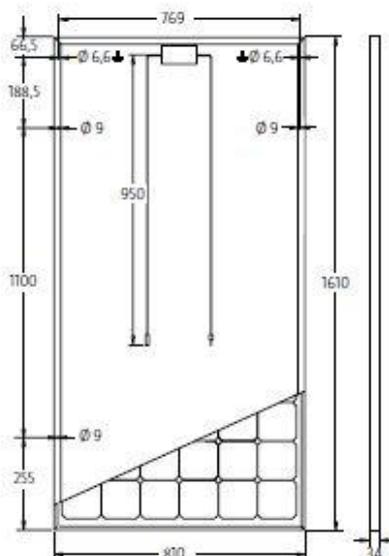
Maximum system voltage SC II	1000 V
Maximum reverse current	16 A
Increased snowload acc. to IEC 61215	5,4 kN/m <sup>2</sup>
Number of bypass diodes	3

### THERMAL CHARACTERISTICS

NOCT	46 °C
TC $I_{sc}$	0,036 %/K
TC $U_{oc}$	-0,33 %/K
TC $P_{mpp}$	-0,47 %/K

### ADDITIONAL DATA

Measuring tolerance	+/- 3 %
Junction box	IP65
Connector	MC4
SolarWorld Plus-Sorting <sup>3)</sup>	$P_{1000} \geq P_{max}$



• Qualified, IEC 61215  
• Safety tested, IEC 61730  
• Periodic Inspection



- 1) The output identified by SolarWorld ( $P_{1000}$ ) is always higher than the nominal output ( $P_{max}$ ) of the module.
- 2) Depending on the market. SolarWorld AG reserves the right to make specification changes without notice. This data sheet complies with the requirements of EN 50380.

Inversor

## Datos técnicos



		SM 6MT2	SM 8MT2	SM 10MT2	SM 13MT2	SM 15MT2	SM 13MT3	SM 15MT3
<b>Valores de entrada</b>	Rango de tensión MPP <sup>1)</sup>	340...750 V	300...750 V	290...750 V	370...750 V	430...750 V	280...750 V	320...750 V
	Tensión CC mínima	250 V	250 V	250 V	250 V	250 V	250 V	250 V
	Tensión CC máxima	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
	Corriente CC máxima	1 x 9 A / 1 x 9 A	1 x 18 A / 1 x 9 A	2 x 18 A	2 x 18 A	2 x 18 A	3 x 16 A	3 x 16 A
	Número de trackers MPP	2	2	2	2	2	3	3
	Potencia máx. del generador FV por cada tracker MPP	5'000 W	MPPT1: 9'000 W MPPT2: 5'000 W	9'000 W	9'000 W	9'000 W	9'000 W	9'000 W
	Número de conexiones de strings	1 x 2 / 1 x 1	1 x 2 / 1 x 1	2 x 2	2 x 2	2 x 2	3 x 2	3 x 2
	Tipo de conector	MC 4	MC 4	MC 4	MC 4	MC 4	MC 4	MC 4
<b>Valores de salida</b>	Potencia nominal con cos(φ) = 1	6'000 W	8'000 W	10'000 W	13'000 W	15'000 W	13,000 W	15'000 W
	Potencia aparente máx.	6'000 VA	8'000 VA	10'000 VA	13'000 VA	15'000 VA	13,000 VA	15'000 VA
	Tensión nominal de red	3 x 400 V	3 x 400 V	3 x 400 V	3 x 400 V	3 x 400 V	3 x 400 V	3 x 400 V
	Corriente CA máxima	3 x 9 A	3 x 12 A	3 x 16 A	3 x 20 A	3 x 22 A	3 x 20 A	3 x 22 A
	Rango / Frecuencia nominal de red	50 Hz / 45 Hz...55 Hz						
	Factor de potencia cos(φ)	Ajustable desde 0.8 sobrecargado hasta 0.8 subcargado						
	Factor de armónicos a potencia nominal	< 3 %						
	Tipo de conexión	Conector (ajustable)						
	Conexión del red	Trifásica (L1 / L2 / L3 / N / PE)						
	Consumo de potencia nocturno	0 W						
<b>Rendimiento</b>	Rendimiento máx.	98.0 %						
	Rendimiento europ.	97.5 %						
<b>Condiciones ambiente</b>	Tipo de protección	IP65						
	Rango de temp. ambiente (para potencia nom.)	-20 °C...+60 °C (+50 °C)						
	Humedad relativa del aire	0...98% (sin condensación)						
	Altura máx. sobre el nivel del mar	2000m (sin reducción)						
	Emisión de ruido	51 dB(A) Ventilator apagado / 58 dB(A) Ventilator encendido (↔ 1.5 m)						

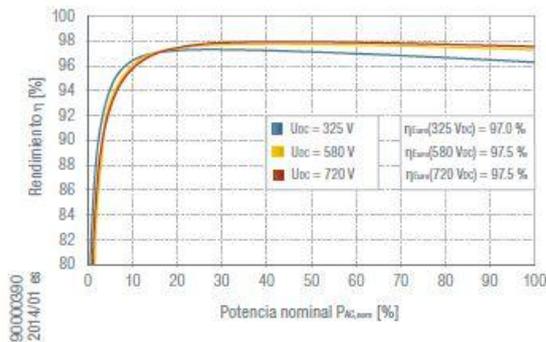
<b>Equipamiento</b>	Display	Pantalla LCD gráfica con iluminación de fondo y LED de estado						
	Topología	Dos etapas, sin transformador						
	Registrador de datos	Registrador de datos del rendimiento energético, las potencias máximas y el tiempo de servicio que abarca los últimos: 31 días, 12 meses y 10 años						
	Control de corriente de falta	Interno, sensible a todo tipo de corriente						
	Carcasa	Aluminio						
	Descargador de sobretensión CC	Clase de requisitos C (VDE 0675-6) o tipo 2 (EN 61643-11)						
Descargador de sobretensión CA	Clase de requisitos D (VDE 0675-6) o bien tipo 3 (EN 61643-11)							
<b>Normas &amp; directivas</b>	CEM	EN 61000-3-2 / EN 61000-3-3 / EN 61000-3-11 / EN 61000-3-12 / EN 61000-6-2 / EN 61000-6-3						
	Conexión de red <sup>2)</sup>	VDE-AR-N 4105 / VDE 0126-1-1 A1:2012 / BDEW Directiva MS / CEI 0-21 / CEI 0-16 / RD 661 / RD 1699 / G59/2 / G83/2 / PPC Guide / C10/11 / EN 50438 / AS 4777						
	Seguridad de aparatos	IEC 62109-1/-2						
<b>Interfaces</b>	Comunicación de datos	RS485 / Ethernet						
	Contacto de señal de estado	Conector M12 con relé de estado abierto o cerrado						
	Conexión de monitorización externa de red	Conector M12						
<b>Peso &amp; dimensiones</b>	Peso	39 kg	39 kg	39 kg	39 kg	39 kg	42 kg	42 kg
	Dimensiones en mm (A x A x F)	550 x 750 x 200						
<b>Garantía</b>	Garantía estándar	5 años						
	Prolongaciones de garantía	A 10, 15, 20 o 25 años						

<sup>1)</sup> Para potencia nominal CA

Reservados todos los derechos. Texto sujeto a modificaciones o errores.

<sup>2)</sup> Certificados disponibles en función de los modelos. Más detalles en [www.solarmax.com](http://www.solarmax.com)

### Curva de rendimiento de SolarMax 15MT3



## VI. ANEXO 6.

### **Cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras**

#### **1 Objeto**

El presente anexo describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidiría sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

#### **2 Descripción del método**

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

##### **2.1 Obtención del perfil de obstáculos**

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

##### **2.2 Representación del perfil de obstáculos**

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 5, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse  $12^\circ$  en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

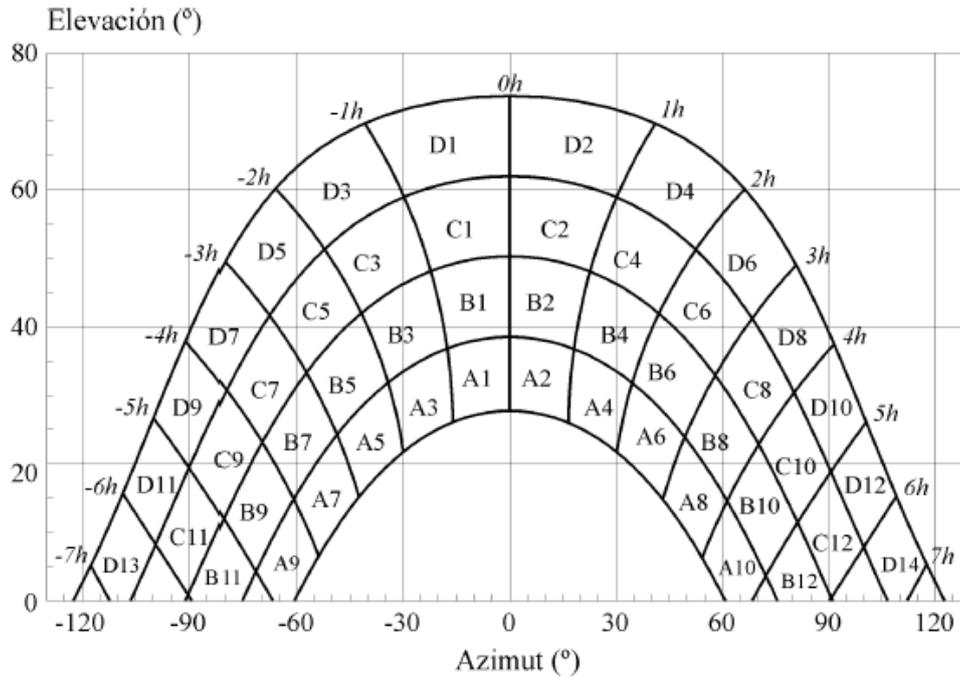


Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

### 2.3 Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la figura 5 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la sección 3 de este anexo.

### 2.4 Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más

próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

La sección 4 muestra un ejemplo concreto de utilización del método descrito.

### 5 Distancia mínima entre filas de módulos

La distancia  $d$ , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura  $h$ , que

pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en

torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia  $d$  será superior al valor obtenido por

la expresión:

$$d = h / \tan (61^\circ - \text{latitud})$$

donde  $1 / \tan (61^\circ - \text{latitud})$  es un coeficiente adimensional denominado  $k$ .

Algunos valores significativos de  $k$  se pueden ver en la tabla VII en función de la latitud del

lugar.

Tabla VII

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
$k$	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Con el fin de clarificar posibles dudas respecto a la toma de datos relativos a  $h$  y  $d$ , se muestra

la siguiente figura con algunos ejemplos:

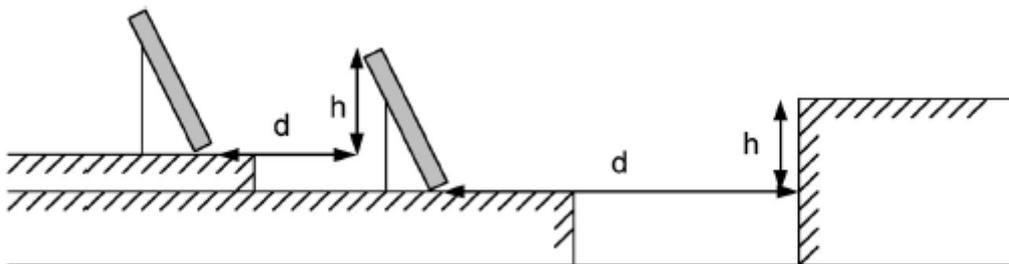


Fig. 7

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior

a la obtenida por la expresión anterior, aplicando  $h$  a la diferencia de alturas entre la parte alta de una

fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene

a las bases de los módulos.

### 3 Tablas de referencia

Las tablas incluidas en esta sección se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación ( $\beta$  y  $\alpha$ , respectivamente). Deberá escogerse aquella que resulte más parecida a la superficie de estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente (véase la figura 5) resultase interceptada por un obstáculo.

Tabla V-1

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla V-2

$\beta = 0^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,18
11	0,00	0,01	0,18	1,05
9	0,05	0,32	0,70	2,23
7	0,52	0,77	1,32	3,56
5	1,11	1,26	1,85	4,66
3	1,75	1,60	2,20	5,44
1	2,10	1,81	2,40	5,78
2	2,11	1,80	2,30	5,73
4	1,75	1,61	2,00	5,19
6	1,09	1,26	1,65	4,37
8	0,51	0,82	1,11	3,28
10	0,05	0,33	0,57	1,98
12	0,00	0,02	0,15	0,96
14	0,00	0,00	0,00	0,17

Tabla V-3

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,15
11	0,00	0,01	0,02	0,15
9	0,23	0,50	0,37	0,10
7	1,66	1,06	0,93	0,78
5	2,76	1,62	1,43	1,68
3	3,83	2,00	1,77	2,36
1	4,36	2,23	1,98	2,69
2	4,40	2,23	1,91	2,66
4	3,82	2,01	1,62	2,26
6	2,68	1,62	1,30	1,58
8	1,62	1,09	0,79	0,74
10	0,19	0,49	0,32	0,10
12	0,00	0,02	0,02	0,13
14	0,00	0,00	0,00	0,13

Tabla V-4

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla V-5

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 30^\circ$	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33
11	0,06	0,01	0,15	0,51
9	0,56	0,06	0,14	0,43
7	1,80	0,04	0,07	0,31
5	3,06	0,55	0,22	0,11
3	4,14	1,16	0,87	0,67
1	4,87	1,73	1,49	1,86
2	5,20	2,15	1,88	2,79
4	5,02	2,34	2,02	3,29
6	4,46	2,28	2,05	3,36
8	3,54	1,92	1,71	2,98
10	2,26	1,19	1,19	2,12
12	1,17	0,12	0,53	1,22
14	0,22	0,00	0,00	0,24

Tabla V-6

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,14
11	0,00	0,00	0,08	0,16
9	0,02	0,04	0,04	0,02
7	0,02	0,13	0,31	1,02
5	0,64	0,68	0,97	2,39
3	1,55	1,24	1,59	3,70
1	2,35	1,74	2,12	4,73
2	2,85	2,05	2,38	5,40
4	2,86	2,14	2,37	5,53
6	2,24	2,00	2,27	5,25
8	1,51	1,61	1,81	4,49
10	0,23	0,94	1,20	3,18
12	0,00	0,09	0,52	1,96
14	0,00	0,00	0,00	0,55

Tabla V-7

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = 60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,43
11	0,00	0,01	0,27	0,78
9	0,09	0,21	0,33	0,76
7	0,21	0,18	0,27	0,70
5	0,10	0,11	0,21	0,52
3	0,45	0,03	0,05	0,25
1	1,73	0,80	0,62	0,55
2	2,91	1,56	1,42	2,26
4	3,59	2,13	1,97	3,60
6	3,35	2,43	2,37	4,45
8	2,67	2,35	2,28	4,65
10	0,47	1,64	1,82	3,95
12	0,00	0,19	0,97	2,93
14	0,00	0,00	0,00	1,00

Tabla V-8

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,34	1,28	1,73	3,79
5	2,17	1,79	2,21	4,70
3	2,90	2,05	2,43	5,20
1	3,12	2,13	2,47	5,20
2	2,88	1,96	2,19	4,77
4	2,22	1,60	1,73	3,91
6	1,27	1,11	1,25	2,84
8	0,52	0,57	0,65	1,64
10	0,02	0,10	0,15	0,50
12	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla V-9

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -30^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24
11	0,00	0,05	0,60	1,28
9	0,43	1,17	1,38	2,30
7	2,42	1,82	1,98	3,15
5	3,43	2,24	2,24	3,51
3	4,12	2,29	2,18	3,38
1	4,05	2,11	1,93	2,77
2	3,45	1,71	1,41	1,81
4	2,43	1,14	0,79	0,64
6	1,24	0,54	0,20	0,11
8	0,40	0,03	0,06	0,31
10	0,01	0,06	0,12	0,39
12	0,00	0,01	0,13	0,45
14	0,00	0,00	0,00	0,27

Tabla V-10

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,56
11	0,00	0,04	0,60	2,09
9	0,27	0,91	1,42	3,49
7	1,51	1,51	2,10	4,76
5	2,25	1,95	2,48	5,48
3	2,80	2,08	2,56	5,68
1	2,78	2,01	2,43	5,34
2	2,32	1,70	2,00	4,59
4	1,52	1,22	1,42	3,46
6	0,62	0,67	0,85	2,20
8	0,02	0,14	0,26	0,92
10	0,02	0,04	0,03	0,02
12	0,00	0,01	0,07	0,14
14	0,00	0,00	0,00	0,12

Tabla V-11

$\beta = 90^\circ$ $\alpha = -60^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,36	2,37	2,56	4,61
3	3,49	2,06	2,10	3,67
1	2,81	1,52	1,44	2,22
2	1,69	0,78	0,58	0,53
4	0,44	0,03	0,05	0,24
6	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,36

#### 4 Ejemplo

Superficie de estudio ubicada en Madrid, inclinada  $30^\circ$  y orientada  $10^\circ$  al Sudeste.

En la figura

6 se muestra el perfil de obstáculos.

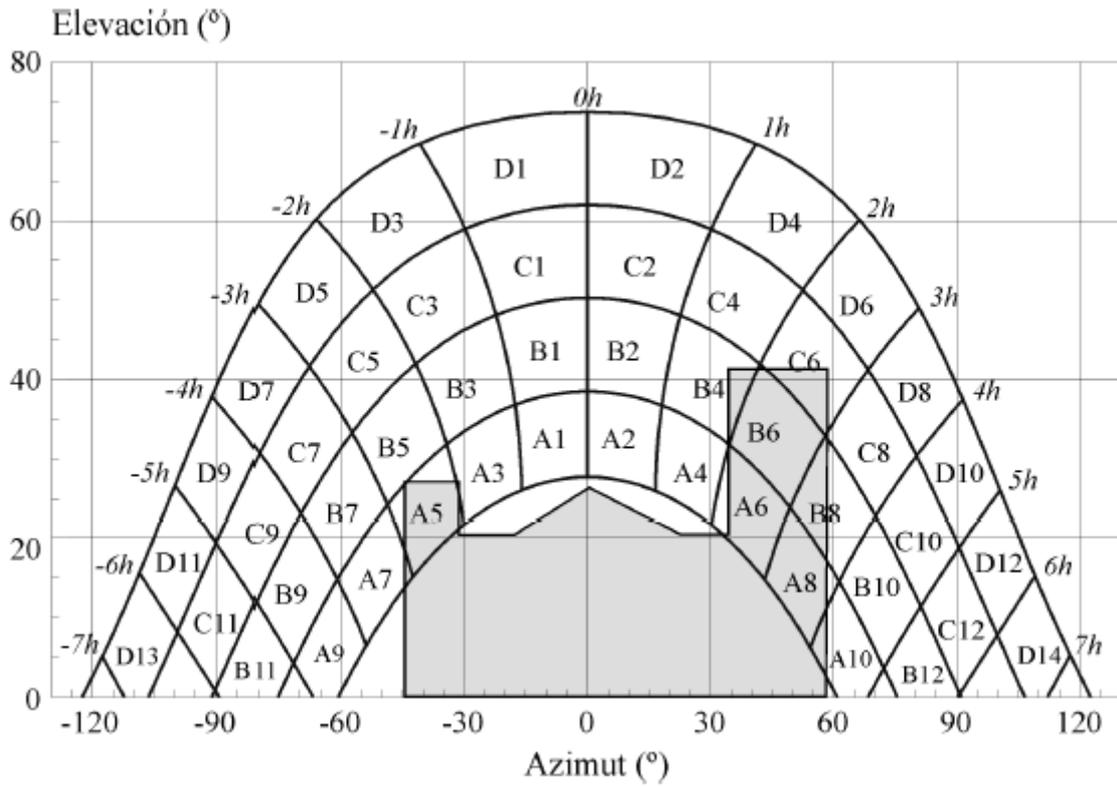


Tabla VI. Tabla de referencia.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

**Cálculos:**

$$\begin{aligned}
 & \text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} = \\
 & = 0,25 \times B4 + 0,5 \times A5 + 0,75 \times A6 + B6 + 0,25 \times C6 + A8 + 0,5 \times B8 + 0,25 \times A10 \\
 & = \\
 & = 0,25 \times 1,89 + 0,5 \times 1,84 + 0,75 \times 1,79 + 1,51 + 0,25 \times 1,65 + 0,98 + 0,5 \times 0,99 + \\
 & 0,25 \times 0,11 = \\
 & = 6,16 \% \bullet 6 \%
 \end{aligned}$$