

# Proyecto Fin de Grado

## Grado en Ingeniería Aeroespacial

### Estudio de la Implementación de Energía Fotovoltaica en el Aeropuerto de Sevilla

Autor: Alejandro Arce Canga-Argüelles

Tutor: Alejandro Marano Marcolini

**Dep. de Ingeniería Eléctrica**  
**Escuela Técnica Superior de Ingeniería**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2017





Proyecto Fin de Grado  
Grado en Ingeniería Aeroespacial

# **Estudio de la Implementación de Energía Fotovoltaica en el Aeropuerto de Sevilla**

Autor:

Alejandro Arce Canga-Argüelles

Tutor:

Alejandro Marano Marcolini

Profesor Contratado Doctor

Dep. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2017



Proyecto Fin de Grado: Estudio de la Implementación de Energía Fotovoltaica en el Aeropuerto de Sevilla

Autor: Alejandro Arce Canga-Argüelles

Tutor: Alejandro Marano Marcolini

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2017

El Secretario del Tribunal



*A mi familia*

*A mi pareja*

*A mis maestros*





# Agradecimientos

---

Este agradecimiento va principalmente para esas personas que lo han dado todo por mí, para que nunca me faltara nada, mis padres. Les agradezco por todo lo que me han dado e inculcado, una mentalidad de que con esfuerzo y ganas se puede alcanzar cualquier meta, que siempre hay que pensar por uno mismo, ser capaz de tomar mis propias decisiones siendo responsable y consecuente con estas. Pero si de algo les estaré eternamente agradecido es por todo el cariño que me han dado y estar siempre a mi lado ante cualquier decisión que tomará para ayudarme en todo lo que pudieran.

También debo de agradecer enormemente a mi pareja, Ana, sin la cual el camino recorrido hubiera sido increíblemente duro, porque siempre ha sido la persona con la que he compartido cualquier situación, celebrando los buenos resultados y animándome tras cada caída. Siempre hablamos de este momento, por fin ha llegado, gracias por todo el ánimo y el apoyo que nunca me ha faltado.

Por último, y no menos importante, agradecer a cada profesor y compañero que he tenido en toda mi vida estudiantil, en especial a mi amigo Antonio, pues de cada uno de ellos he aprendido alguna lección y me han enseñado a que no existe una única forma de afrontar los problemas, siempre hay que mirar las cosas con diferentes perspectivas.

*Alejandro Arce Canga-Argüelles*

*Estudiante de grado de Ingeniería Aeroespacial*

*Sevilla, 2017*



# Resumen

---

El presente proyecto recoge el diseño de una instalación fotovoltaica para el aeropuerto de Sevilla, situado en Sevilla. 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 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.



# Abstract

---

This project includes the design of a photovoltaic installation for Seville airport, located in Seville. The study will be carried out with the purpose of connecting this installation to the network, with the intention of satisfying to the maximum possible the own electricity consumption generated at the airport.

The installation will be dimensioned and the optimum elements necessary for the proper operation of the system will be chosen, looking for efficiency, simplicity and economy.

Initially the basic concepts of the photoelectric effect will be exposed, that is, the way in which the conversion of solar energy into electricity from the photovoltaic cells is carried out. Subsequently, the operation of grid-connected photovoltaic systems, their main components and the recommendations to be taken into account when designing, will be studied, and finally, the budget necessary for the implementation of the project will be studied.



<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xix</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Antecedentes</i>	1
1.2 <i>Alcance</i>	1
1.3 <i>Aspectos ambientales considerados</i>	2
1.4 <i>Normativa y Reglamentos</i>	2
<b>2 La energía solar y fotovoltaica</b>	<b>5</b>
2.1 <i>La Energía Solar</i>	5
2.1.1 <i>Posición de la Tierra respecto del Sol</i>	6
2.1.2 <i>La Irradiación sobre una superficie</i>	8
2.1.3 <i>La Radiación Solar en España</i>	9
2.2 <i>La Energía Fotovoltaica</i>	10
2.2.1 <i>Historia</i>	10
2.2.2 <i>Conceptos básicos</i>	11
2.2.3 <i>El Panel Fotovoltaico</i>	12
2.2.4 <i>Instalaciones Fotovoltaicas</i>	14
2.2.5 <i>Expectativas y proyecciones de futuro</i>	15
2.2.6 <i>Ventajas e inconvenientes de las instalaciones fotovoltaicas</i>	16
<b>3 Descripción general del proyecto</b>	<b>17</b>
3.1 <i>Emplazamiento de la instalación</i>	17
3.2 <i>Funcionamiento de la planta fotovoltaica</i>	18
3.3 <i>Central eléctrica del Aeropuerto de Sevilla</i>	19
<b>4 Diseño de la instalación</b>	<b>11</b>
4.1 <i>Recursos energéticos locales</i>	11
4.2 <i>Consumo Aeropuerto de Sevilla</i>	13
4.3 <i>Cálculo de la potencia de la planta fotovoltaica</i>	14
4.4 <i>Determinación de la potencia del inversor</i>	16
4.5 <i>Elección de módulo e inversor fotovoltaico</i>	16
4.6 <i>Descripción de los elementos seleccionados.</i>	25
4.6.1 <i>Módulo Fotovoltaico</i>	25
4.6.2 <i>Inversor</i>	26
4.6.3 <i>Soporte</i>	27
4.7 <i>Configuración de la instalación</i>	28
4.7.1 <i>Número máximo de módulos en serie</i>	28
4.7.2 <i>Número mínimo de módulos en serie</i>	29

4.7.3	Número de módulos en paralelo	30
4.7.4	Configuración final del generador fotovoltaico	30
4.8	<i>Distancia mínima entre filas de módulos.</i>	31
4.9	<i>Superficie de la instalación</i>	32
4.10	<i>Previsión de energía</i>	33
4.10.1	Pérdidas por orientación e inclinación del generador distinta de la óptima	33
4.10.2	Pérdidas de radiación solar por sombras	34
4.10.3	Pérdida por temperatura	35
4.10.4	Pérdida por cableado	37
4.10.5	Pérdida por polvo y suciedad	37
4.10.6	Pérdida en el inversor	37
4.10.7	Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia	37
4.10.8	Cálculo del Performance Ratio (PR)	37
4.10.9	Cálculo de la producción anual esperada	38
<b>5</b>	<b>Simulación</b>	<b>39</b>
<b>6</b>	<b>Presupuesto</b>	<b>45</b>
<b>7</b>	<b>Amortización</b>	<b>47</b>
<b>8</b>	<b>Conclusión</b>	<b>49</b>
	<b>Referencias</b>	<b>51</b>
	<b>Anexo A. Consumo Aeropuerto de Sevilla</b>	<b>53</b>
	<b>Anexo B. Evolución del rendimiento</b>	<b>57</b>
	<b>Anexo C. Hojas de características</b>	<b>59</b>
	<i>Módulo Fotovoltaico</i>	59
	<i>Inversor</i>	61
	<i>Soporte</i>	64



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 2-1. Radiación Global en Función de las condiciones climatológicas.	6
Tabla 2-2. Eficiencia según el tipo de célula.	13
Tabla 4-1. Consumo previsto del aeropuerto de Sevilla para el año 2016.	13
Tabla 4-2. Cálculo de la producción anual esperada.	15
Tabla 4-2. Características principales de los inversores seleccionados.	17
Tabla 4-3. Características principales de los módulos fotovoltaicos seleccionados.	18
Tabla 4-4. Estimación del presupuesto inicial.	19
Tabla 4-5. Estimación del beneficio neto obtenido a los 25 años para varios casos.	20
Tabla 4-6. Comparativa de la energía producida con los ocho paneles seleccionados.	23
Tabla 4-7. Comparativa del beneficio neto obtenido con los ocho paneles seleccionados.	24
Tabla 4-8. Características eléctricas del módulo.	25
Tabla 4-9. Características del inversor.	26
Tabla 4-10. Configuración final del generador fotovoltaico.	31
Tabla 4-11. Tabla de referencia V1 de pérdidas de radiación solar por sombras.	35
Tabla 4-12. Cálculo de pérdidas por temperatura.	36
Tabla 4-13. Cálculo del Performance Ratio.	38
Tabla 4-14. Cálculo de la producción anual esperada.	39
Tabla 6-1. Presupuesto de Materiales	45
Tabla 6-2. Presupuesto de mano de obra	45
Tabla 6-3. Presupuesto de ejecución material.	46
Tabla 6-4. Presupuesto Final.	46
Tabla 7-1. Amortización.	48



# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 2-1. Variación de la constante solar.	5
Figura 2-2. Esquema de los diferentes tipos de radiación.	6
Figura 2-3. Posición de la Tierra respecto del Sol.	7
Figura 2-4. Ejes de Rotación de la Tierra.	7
Figura 2-5. Energía directa sobre una superficie.	8
Figura 2-6. Incidencia de los rayos en función de la inclinación de la Tierra	8
Figura 2-7. Evolución estimada de la potencia anual y estimada hasta 2020.	9
Figura 2-8. Irradiación global y potencial solar eléctrico para módulos FV horizontales en España.	10
Figura 2-9. Irradiación global y potencial solar eléctrico para módulos FV inclinados óptimamente en España.	10
Figura 2-10. Evolución del precio y de la potencia instalada	11
Figura 2-11. Curva característica de un diodo en oscuridad e iluminación.	11
Figura 2-12. Esquema de un fotodiodo.	12
Figura 2-13. Producción mundial de células FV por tecnologías (Fuente: Photon Internacional) .	12
Figura 2-14. Potencia e intensidad de corriente de una célula fotovoltaica en función de la irradiancia incidente.	13
Figura 2-15. Curva característica de una célula de silicio cristalina	14
Figura 2-16. Efecto de la temperatura en la curva característica de una célula de silicio cristalina.	14
Figura 2-17. Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a la red.	14
Figura 2-18. Evolución de costes medios de paneles fotovoltaicos.	15
Figura 3-1. Localización Aeropuerto de Sevilla. Nivel Nacional	17
Figura 3-2. Localización Aeropuerto de Sevilla. Nivel Local	17
Figura 3-3. Localización de la planta fotovoltaica.	18
Figura 4-1. Temperatura media de los últimos 30 años en Sevilla.	11
Figura 4-2. Días de sol y nubes de los últimos 30 años en Sevilla.	11
Figura 4-3. Temperaturas máximas de cada día del mes	12
Figura 4-4. Resumen del clima medio del Aeropuerto de Sevilla.	12
Figura 4-5. Tablas de radiación	13
Figura 4-6. Cuota de energías renovables para 2020	14
Figura 4-7. Esquema general de la instalación fotovoltaica.	16
Figura 4-8. Garantía Axitec.	21
Figura 4-9. Garantía Trina	21
Figura 4-10. Estructura mecánica.	25
Figura 4-11. Imagen Inversor PVS800-57-0250KW.	27

Figura 4-12. Imagen del soporte FVE915 XL.	28
Figura 4-13. Configuración final de un subcampo fotovoltaico.	31
Figura 4-14. Distancia mínima entre módulos fotovoltaicos.	32
Figura 4-15. Ángulo de inclinación y azimut de un módulo fotovoltaico	33
Figura 4-16. Inclinación óptima según localización.	33
Figura 4-17. Límites para la inclinación en el caso de latitud $41^{\circ}$ .	34
Figura 4-18. Diagrama de trayectorias del sol y perfil de sombras.	34
Figura 4-19. Radiación solar.	36

# 1 INTRODUCCIÓN

---

## 1.1 Antecedentes

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.

Además, la sociedad se está concienciando que la utilización de fuentes de energía renovables ya es una realidad con el beneficio asociado a que no contaminan, ni crean residuos como las fuentes de generación eléctrica convencionales. El uso de combustibles fósiles para la obtención de energía eléctrica, mecánica, térmica, etc., implica una contaminación atmosférica por los gases que se producen en la combustión, tales como monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), dióxido de azufre(SO<sub>2</sub>) entre otros.

El CO es altamente tóxico y, en combinación con el oxígeno de la atmósfera, acaba convirtiéndose en CO<sub>2</sub>, el cual provoca un efecto de apantallamiento a los rayos infrarrojos que emite la biosfera. Al no dejar que estos rayos fluyan a capas superiores se provoca el calentamiento global, conocido como “efecto invernadero”. Por otra parte, el SO<sub>2</sub> es el principal causante de la lluvia ácida.

Para intentar evitar el calentamiento global la Unión Europea ha fijado para España para el año 2020, en el que la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> habrán de reducirse en un 20% y el uso de energías de origen renovable deberá de ser de un 20% del consumo bruto de la energía total consumida.

La aviación, en general, y los aeropuertos, en particular, consumen mucha energía. La Unión Europea, si quiere cumplir el objetivo de cubrir el 20% del consumo de energía con fuentes renovables para el año 2020, debe enfocar sus esfuerzos a este sector: desde los aeropuertos, hasta las agencias de viaje, pasando, claro, por las compañías aéreas.

Ya se está invirtiendo dinero y recursos para reducir la dependencia del sector de los combustibles fósiles. Se exploran nuevas vías para disminuir el consumo de energía y los gastos de funcionamiento. Con ello, además, se reducirán los costes para las empresas.

AENA define un aeropuerto verde como aquel que reduce su consumo de energía y promueve la utilización de energías renovables para reducir la emisión de gases de efecto invernadero. Además, estos aeropuertos tienen que gestionar correctamente sus residuos. Una de las medidas que se pueden llevar a cabo es la implantación de una flota de coches eléctricos para uso interno. En este sentido, ya se están probando diferentes modelos de vehículos eléctricos. Por otra parte, se debe instalar la infraestructura necesaria para la recarga de dichos vehículos [1].

## 1.2 Alcance

El objetivo de este proyecto es realizar el estudio de la implementación de nergia solar fotovoltaica en el Aeropuerto de Sevilla utilizando diferentes tipos de módulos fotovoltaicos, variando la tecnología, la potencia y la marca que los fabrica.

Para cumplir con los requisitos de la Unión Europea se va a implementar una planta fotovoltaica de conexión a la central eléctrica del aeropuerto con estructura regulable de 1,8 MW nominales de potencia instalada.

Se hace constar que esta planta fotovoltaica se divide en 6 campos generadores fotovoltaicos todos de las mismas características (300 kW). Todos estos campos forman la central fotovoltaica y comparten determinadas instalaciones.

Para ello, se analiza como varía la potencia que generan las diferentes placas fotovoltaicas con el paso de los años debido a la disminución de su rendimiento. Otro aspecto a estudiar es la inversión económica que se va a realizar, teniendo en cuenta el coste de la instalación (precio de los inversores y módulos fotovoltaicos), el ahorro energético que supone utilizar esta fuente de energía y el coste que supondría la compra de terrenos por parte del Aeropuerto.

Entre otros aspectos, también se describe el emplazamiento donde se pretende ubicar la instalación, las características de los elementos seleccionados y una simulación realizada a través del programa informático PVSYST, para comparar con los cálculos realizados.

### 1.3 Aspectos ambientales considerados

Para construir una instalación fotovoltaica sobre el terreno se ha de tener en cuenta unas consideraciones medioambientales a la hora de seleccionar la parcela rústica. Se han considerado las siguientes medidas ambientales:

- Se preverá el mantenimiento de una capa herbácea en la superficie del terreno.
- Se garantizará la restauración del terreno, y la correcta gestión de los componentes de la planta, una vez finalizado el periodo de explotación.
- El terreno no pertenece a ningún espacio protegido medioambientalmente.
- El terreno no es una zona susceptible de inundación.
- El Sistema de cerramiento preverá el paso de la fauna típica de la zona.

### 1.4 Normativa y Reglamentos

Las siguientes normas y reglamentos son de aplicación general para estos tipos de proyectos. La legislación a cumplir puede ser desde normativa europea, estatal, autonómica e incluso municipal.

- Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el *Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión*.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de Septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión (BOE 235-2000 de 30/09/2000). Describe los requisitos técnicos de conexión a red que debe cumplir un SFCR principalmente en lo relativo a las condiciones de seguridad.
- Real Decreto 2818/98 (Anexo I), de 13 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 2224/98, de 16 de Octubre, por lo que se establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de instalador de sistemas fotovoltaicos y eólicos de pequeña potencia.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud.
- Real Decreto 900/2015, que establece la obligación de las instalaciones de autoconsumo a contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de consumidores.

- Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, establece los principios de un Nuevo modelo de funcionamiento basado en la libre competencia, impulsando también el desarrollo de instalaciones de producción de energía eléctrica en regimen especial.
- Resolución del 31/05/2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen el modelo de contrato tipo y el modelo de facture para instalaiones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tension, publicado el 21/06/2001. Fija el contrato-tipo que debe ser firmado por el usuario de SFCR y la compañía eléctrica a la que se conecta el Sistema y la factura resultante.
- Decreto 352/2001, de 18 de Diciembre, sobre procedimiento administrative aplicabla a las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica. DOGC3544-02/01/2002.
- Normativa particular de la Compañía Eléctrica Distribuidora, ENDESA.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Solares Fotovoltaicas Conectadas a la Red, IDEA.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, orden 9 de Marzo de 1971 (B.O.E. 16.3.71 y B.O.E. 17.3.71)
- Ley 30/1992, y sus normas de desarrollo:
  - UNE-EN 61173:98 “Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos productores de energía. Guía”.
  - UNE-EN 61727:96 “Sistemas fotovoltaicos. Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.”
  - PNE-EN 50330-1 “Convertidores fotovoltaicos de semiconductores. Parte 1: Interfaz de protección interactivo libre de fallo de compañías eléctricas para convertidores conmutados FV-red. Calificación de diseño y aprobación de tipo” (B.O.E. 11/05/99).
  - PNE-EN 50331-1 “Sistemas fotovoltaicos en edificios. Parte 1: Requisistos de seguridad”.
- Complementarias aprobadas por Decreto 12.224/1984, y publicado en el B.O.E. 1-8-84.
- Reglamento de Puntos de Medida, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de Diciembre y modificado por el Real Decreto 385/2005 de 16 de Abril.
- Instrucciones Técnicas Complementarias al Relglamento de Puntos de Medida aprobadas por la Orden de 12 de Abril de 1999.
- DIN VDE 0675, parte 6, la cual detalla las características de las diferentes zonas de protección de sobretensiones.
- IEC 616143-11, EN 616143 que clasifica las protecciones de sobretensión en tipo 1 (Vastas o Clase B en VDE o Clase 1 en IEC), tipo 2 (medias Clase C-VDE o clase II en IEC) y tipo 3 (finas o Clase D en VDE, clase III en IEC).
- NBE-AE-88, Norma Básica de Edificación que recoge las acciones en la edifiación, de obligado cumplimiento sobre territorio español sean cuales sean las característias y finalidad de la construcción.
- Normativas del Ministerio de Vivienda, MV-102 sobre “Acero laminado para estructuras de edificación” y MV-103 sobre el “Cálculo de las estructuras de acero laminado en la edificación”.
- Plan Director del Aeropuerto de Sevilla.
- Anexo 14 de la OACI.

En cualquier caso, durante la ejecución de la obra se aplicarán aquellas órdenes o normas que, aunque no estén contempladas en los puntos anteriormente mencionados, sean de obligado cumplimiento, en una central de producción energética.





# 2 LA ENERGÍA SOLAR Y FOTOVOLTAICA

## 2.1 La Energía Solar

El sol es una fuente inagotable y gratuita de energía. Esta estrella produce una cantidad de energía constante, 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) que en el momento de incidir sobre la superficie terrestre se pierde parte de su potencia debido a distintos fenómenos ambientales.

La potencia radiante de  $1400 \text{ W/m}^2$  que llega a la Tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre debido a la influencia de los fenómenos atmosféricos, la actividad humana, la forma propia del plante y el ciclo día/noche.

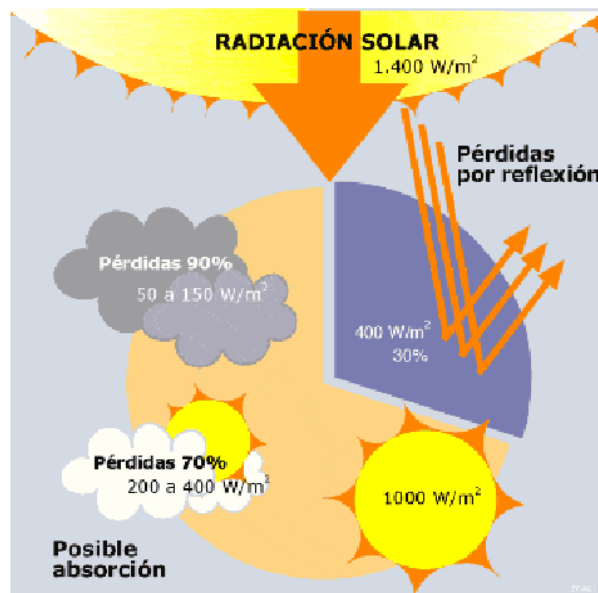


Figura 2-1. Variación de la constante solar.

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.

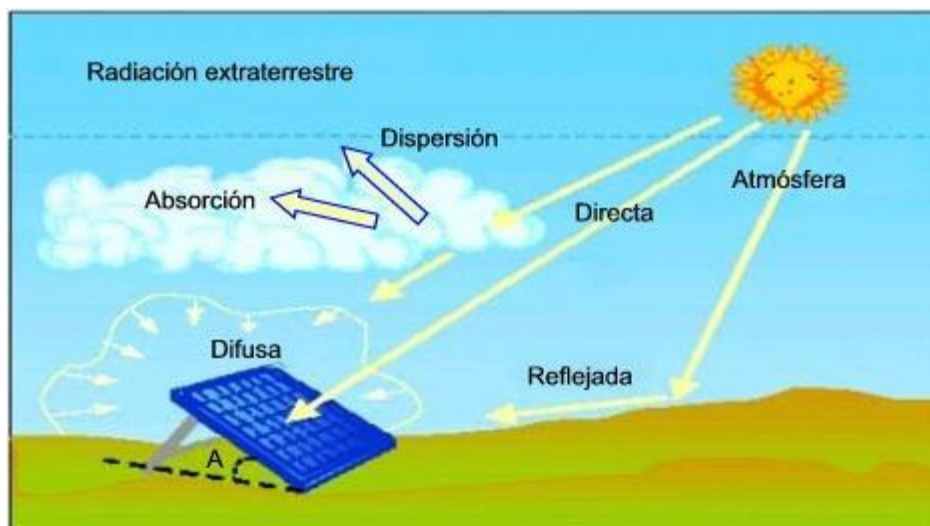


Figura 2-2. Esquema de los diferentes tipos de radiación.

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
<b>Cielo claro</b>	600 – 1000 W/m <sup>2</sup>	10 – 20 %
<b>Cielo parcialmente nublado</b>	200 – 400 W/m <sup>2</sup>	20 – 80 %
<b>Cielo totalmente nublado</b>	50 – 100 W/m <sup>2</sup>	80 – 100 %

Tabla 2-1. Radiación Global en Función de las condiciones climatológicas.

### 2.1.1 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.

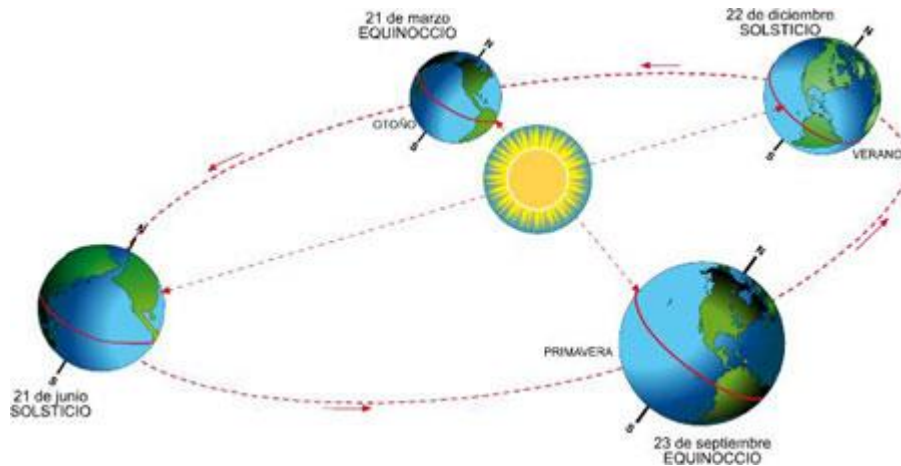


Figura 2-3. Posición de la Tierra respecto del Sol.

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.

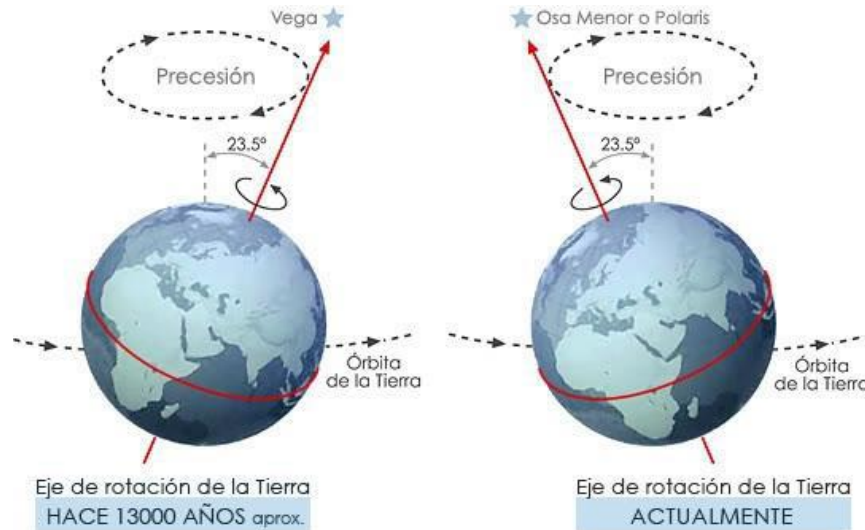


Figura 2-4. Ejes de Rotación de la Tierra.

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.

### 2.1.2 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:

$$I = \frac{E}{S \cdot t} \quad (2-1)$$

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.

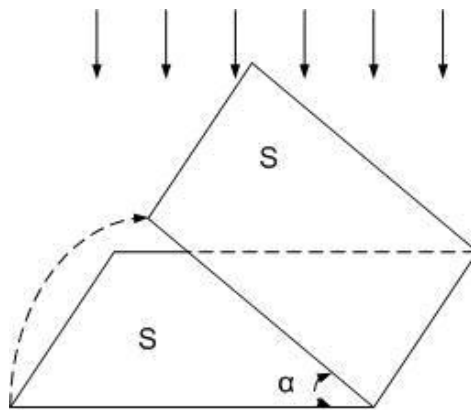


Figura 2-5. Energía directa sobre una superficie.

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

$$I'_D = I_D \cdot \cos \alpha \quad (2-2)$$

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.

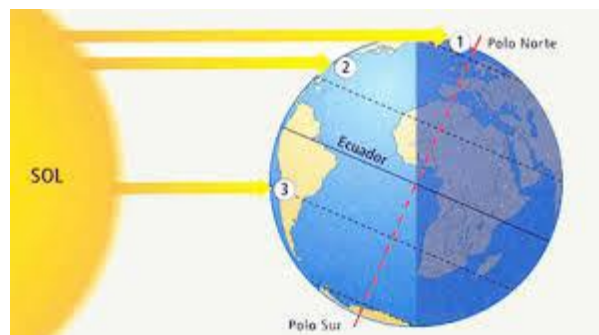


Figura 2-6. Incidencia de los rayos en función de la inclinación de la Tierra

### 2.1.3 La Radiación Solar en España

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 energías 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. 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 1600kWh/m<sup>2</sup> al año sobre superficie horizontal, situándonos a la cabeza de Europa.

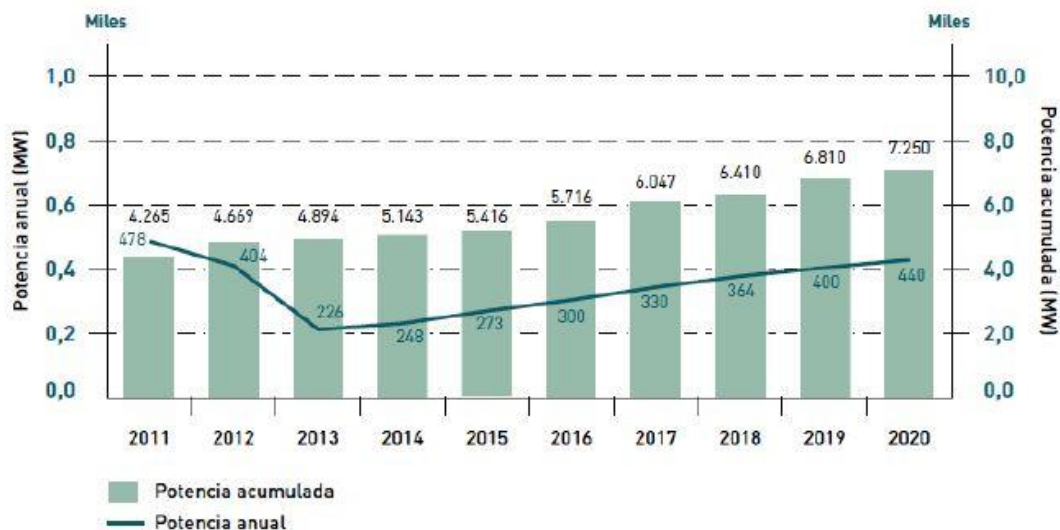


Figura 2-7. Evolución estimada de la potencia anual y estimada hasta 2020.

Sin embargo, pese al gran potencial existente, la potencia fotovoltaica instalada el año 2016 fue de 5 MW [2] muy por debajo de las estimaciones del gráfico anterior, siendo la potencia total acumulada hasta fin de 2016 de 5,4 GW, [3]

Como se puede observar en las figuras 2-8 y 2-9, obtenidas de la página web [4], 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.



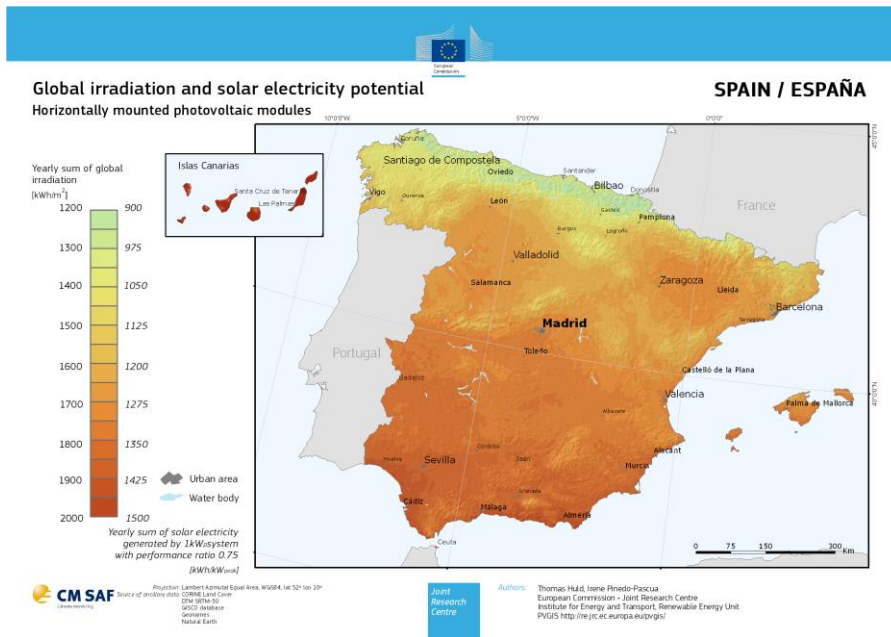


Figura 2-8. Irradiación global y potencial solar eléctrico para módulos FV horizontales en España.

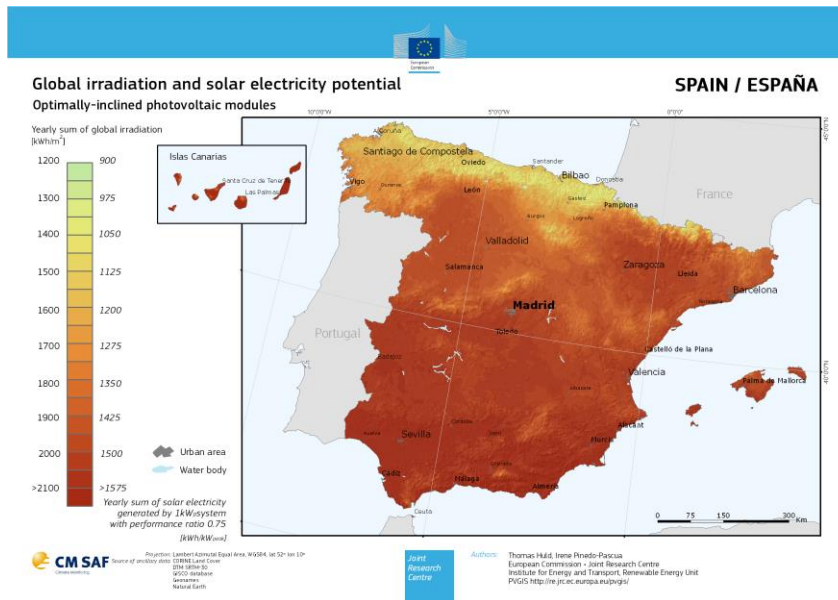


Figura 2-9. Irradiación global y potencial solar eléctrico para módulos FV inclinados óptimamente en España.

Para la zona implicada en este proyecto (Sevilla), que es una de las zonas de España con mayor irradiación, se tiene un valor de aproximadamente 2000 kWh/m<sup>2</sup> al año para un módulo inclinado óptimamente, según se desprende de la figura 2-9.

## 2.2 La Energía Fotovoltaica

Se entiende por energía solar fotovoltaica la transformación de la radiación solar en energía eléctrica a partir del efecto fotovoltaico de los materiales semiconductores que forman las células solares.

### 2.2.1 Historia

El efecto fotovoltaico fue descubierto en el siglo XIX por *Bequerel* quien observó que al exponer determinados materiales a la luz solar se producía una corriente eléctrica. En la práctica, el desarrollo científico y tecnológico de los dispositivos fotovoltaicos empenza en los años 50 del siglo pasado con el nacimiento de las tecnologías

de los semiconductores y la electrónica, así como el inicio de la carrera espacial y las necesidades de suministro de los primeros satélites. El primer dispositivo fue desarrollado por los laboratorios Bell en 1954 y ya el primer satélite del tipo *Vanguard* lanzado dos años más tarde contaba con un generador fotovoltaico que alimentaba un transmisor auxiliar de 5 mW. Menos de 50 años más tarde la producción mundial, en el año 2000, de dispositivos fotovoltaicos fue superior a los 200 MW y esta producción se dedica casi en su totalidad a aplicaciones terrestres, gracias en parte a la reducción de los costes de fabricación de los dispositivos fotovoltaicos.

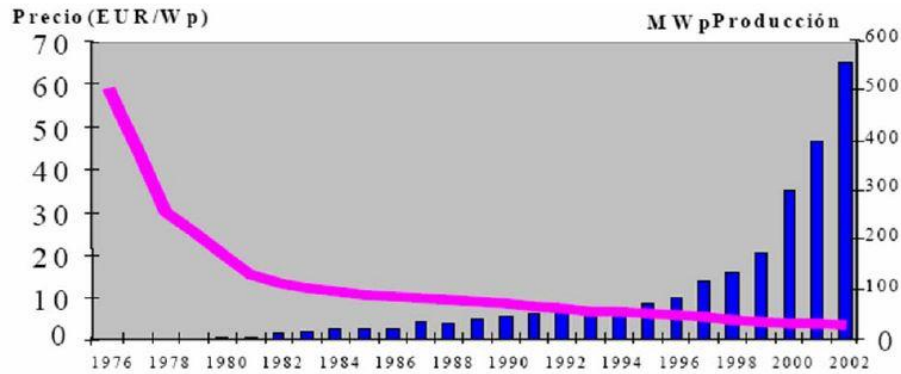


Figura 2-10. Evolución del precio y de la potencia instalada

En el año 2010, el precio de los módulos fotovoltaicos cristalinos ha llegado a ser inferior a 1,5 €/Wp.

## 2.2.2 Conceptos básicos

El efecto fotovoltaico es la absorción de luz por la materia y la transformación de la energía de radiación, fotones, en una corriente eléctrica. La acción de la luz sobre un material produce transiciones a estados excitados, generando en el material semiconductor pares electron-hueco que mediante un mecanismo adecuado son conducidos a un circuito exterior, donde la energía cedida por los electrones es disipada o almacenada. Los campos eléctricos se crean por la discontinuidad energética que se produce en las interfases entre diferentes materiales semiconductores. Se puede afirmar que una célula solar es un diodo, el cual produce bajo iluminación una corriente eléctrica, de tal manera que el efecto de la luz se refleja en un desplazamiento de la curva I-V, característica de un diodo, a lo largo del eje de corriente, como se muestra en la figura 2-11.

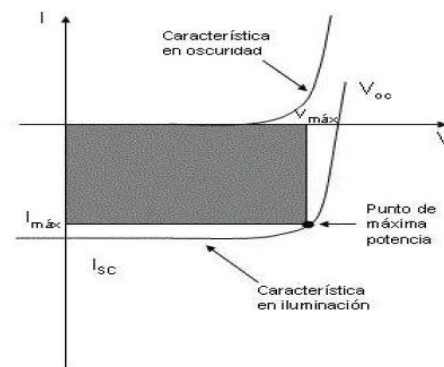


Figura 2-11. Curva característica de un diodo en oscuridad e iluminación.

Si se supone un dispositivo ideal en condiciones tales que los dos terminals de la célula solar estén directamente conectados, condición de cortocircuito, toda corriente generada,  $I_{sc}$ , por la acción de la luz atraviesa el circuito externo, Figura 2-12 izquierda. Cuando los terminals del diodo se encuentran en condiciones de circuito abierto,  $V_{oc}$ , al iluminar la célula aparecerá un potencial del equilibrio que es el potencial que queda determinado por las características de la unión entre los dos semiconductores y la posición relativa del nivel de Fermi en la interfase, Figura 2-12 derecha.

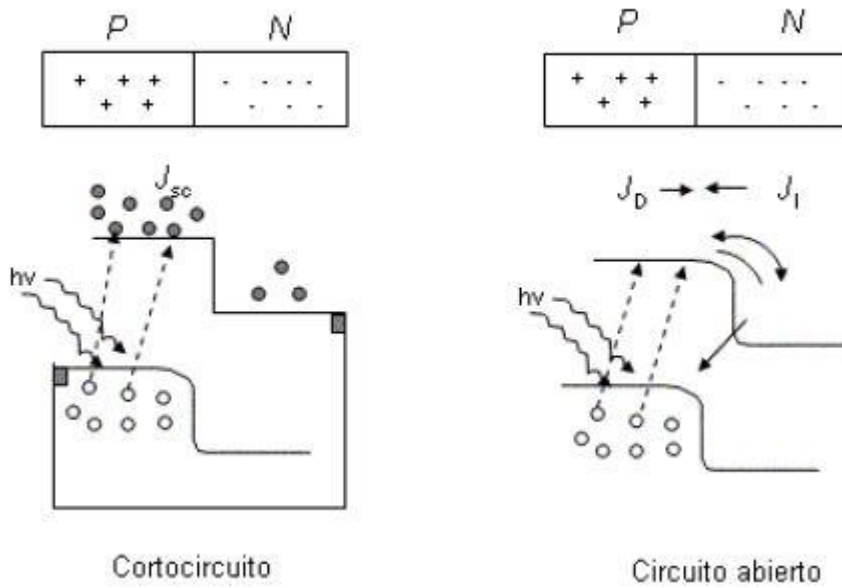


Figura 2-12. Esquema de un fotodiodo.

### 2.2.3 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
- Teluro de cadmio
- CIS (Diseleniuro de indio y cobre)
- CIGS (Diseleniuro de indio, cobre y galio)
- Arseniuros de indio y galio
- Polímeros

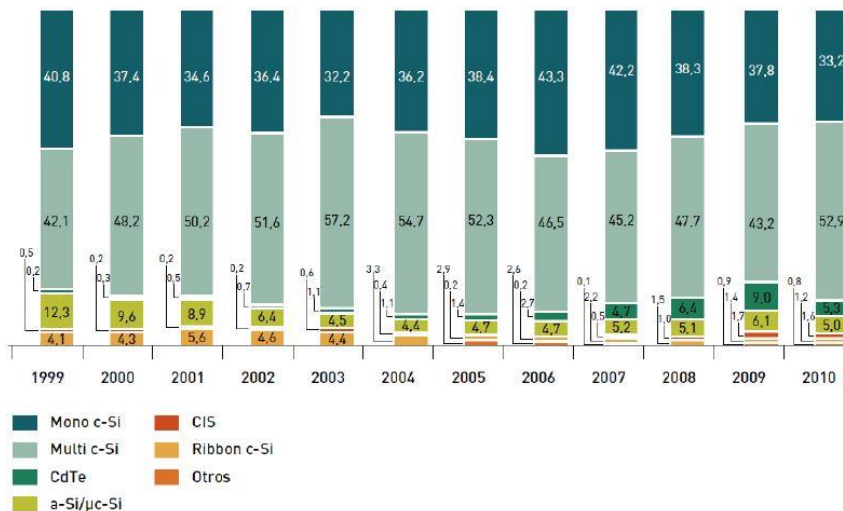


Figura 2-13. Producción mundial de células FV por tecnologías (Fuente: Photon Internacional).



Los paneles fotovoltaicos basadas en Silicio se dividen en:

- **Monocristalinas:** 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
<b>Silicio monocristalino</b>	15 – 17%
<b>Silicio policristalino</b>	10-12%
<b>Silicio amorfo</b>	8-10%

Tabla 2-2. Eficiencia según el tipo de célula.

Los parámetros característicos son:

- **Máxima potencia:** la corriente y, por tanto, la potencia eléctrica de una célula depende 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 ( $V_{OC}$ ) y punto de máxima potencia ( $V_{MMP}$  e  $I_{MMP}$ ). Estos parámetros se hallan bajo las Condiciones Estándar de Medida (SMC: Standard Measurement Conditions), es decir, con una radiación de 1000 W/m<sup>2</sup>, una temperatura de célula de 25 °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:

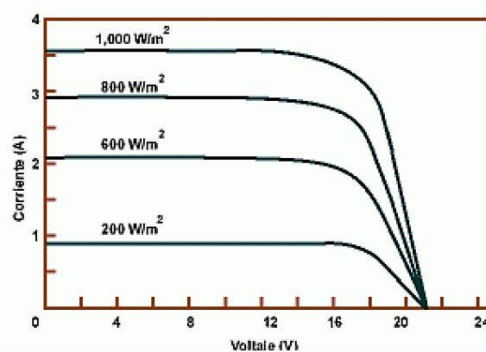


Figura 2-14. Potencia e intensidad de corriente de una célula fotovoltaica en función de la irradiancia incidente.

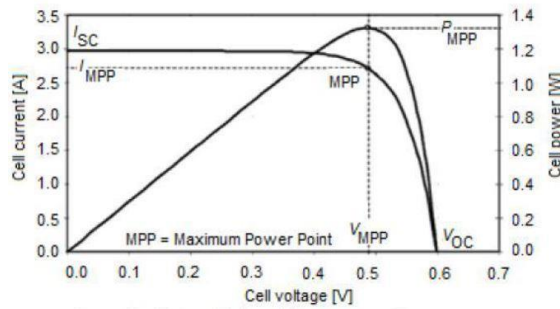


Figura 2-15. Curva característica de una célula de silicio cristalina

- **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.

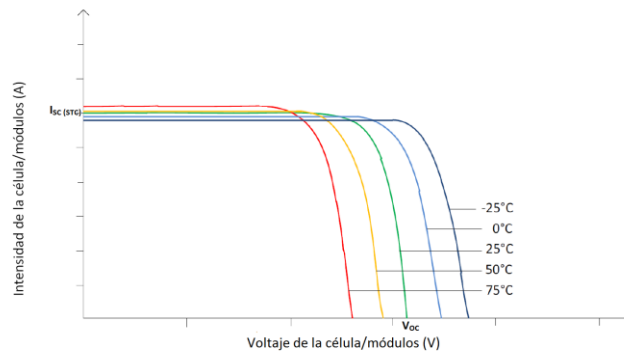


Figura 2-16. Efecto de la temperatura en la curva característica de una célula de silicio cristalina.

### 2.2.4 Instalaciones Fotovoltaicas

La energía generada a raíz del efecto fotovoltaico, puede ser utilizada de dos formas:

**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.

**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. Estas tienen el siguiente esquema:

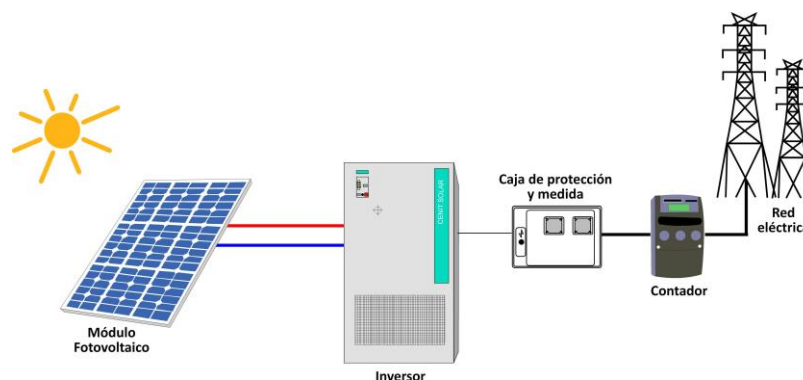


Figura 2-17. Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a la red.

De manera simple, una instalación fotovoltaica conectada a la red tiene los siguientes componentes:

- Generador fotovoltaico
- Estructura de soporte del campo fotovoltaico
- Inversor
- Contador de energía y protecciones de interconexión
- Centro de transformación

El generador fotovoltaico está formado por un conjunto de módulos, instalados sobre estructuras metálicas.

Los inversores se instalan de forma modular, ya que en el caso de fallar un inversor el resto pueden seguir funcionando.

La generación de electricidad se mide mediante un contador. Este tipo de contador puede medir la energía que se produce o exporta y la que se consume o importa, por esta razón se llaman bidireccionales, ya que la corriente dependiendo de la radiación, si es de día o de noche puede tener un sentido o el contrario. Normalmente el consumo suele ser muy bajo gracias al régimen de de auto apagado (Switch-Off) de los inversores que durante la noche permanecen en modo reposo (Stand-by).

La electricidad se produce a baja tensión 400V. Para inyectarla a la red, o en nuestro caso a la central eléctrica del aeropuerto, es necesario elevar la tensión a media tensión, exactamente a 25.000 V, según los requerimientos de la compañía eléctrica. Por este motivo es necesario incorporar un transformador al sistema.

La vida útil de este tipo de instalaciones supera los 30 años y la garantía de rendimiento de los fabricantes de módulos es de 25 años (A un 80% de su potencia inicial).

## 2.2.5 Expectativas y proyecciones de futuro

La energía solar fotovoltaica ha alcanzado en los últimos años la característica de tecnología global. Ya no es solo una apuesta europea, sino una realidad creciente a escala mundial, lo que permitirá continuar de forma ininterrumpida con la reducción de costes experimentada en las últimas décadas. La evolución prevista para el precio de los paneles fotovoltaicos de aquí a 2050 se muestra en la siguiente gráfica:

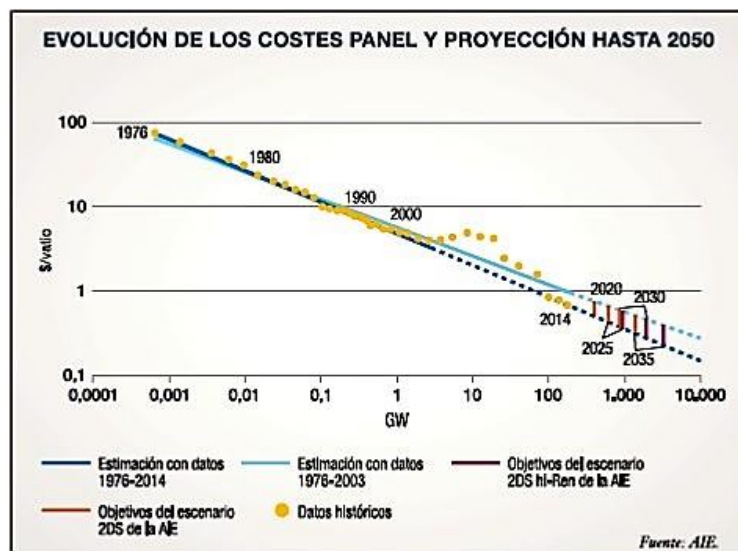


Figura 2-18. Evolución de costes medios de paneles fotovoltaicos.

Las principales agencias internacionales (IEA, IRENA) cifran las expectativas de crecimiento para esta fuente energía en 540 GW de potencia instalada en 2020, frente a los 230 GW que había a finales de 2015, con un incremento anual de 45-50 GW/año. Este crecimiento se basa principalmente en el desarrollo de la tecnología en China, con importancia creciente en otros mercados como India, Japón y EEUU y lleva aparejado una continuada reducción del precio del watio solar, tal y como destaca la figura.

Por lo que respecta a España, con los precios de los paneles de 2015, el precio del kWh de electricidad fotovoltaica se sitúa en la actualidad en el margen 8-12 cent€, plenamente competitivo con el obtenido con fuentes no renovables. Por lo tanto, con las proyecciones que muestra la gráfica anterior, ese precio seguirá reduciéndose un año tras otro. En las últimas dos décadas, pocos sectores industriales y tecnológicos han mostrado una pujanza y nivel de excelencia en I+D+i semejantes al ocurrido en nuestro sector fotovoltaico. La eclosión del mercado de instalaciones fotovoltaicas en nuestro país y en otros del entorno europeo durante el periodo 2005-2010, originó un fenómeno sin precedentes, con la creación de un tejido industrial de alto valor añadido, gran capacidad exportadora y creador de empleos de alta cualificación.

El futuro de la energía pasará necesariamente por el desarrollo de las energías renovables en general y de la fotovoltaica en particular, especialmente en España, ya que gozamos de una privilegiada posición geográfica con elevados niveles de irradiación durante la mayor parte del año en la práctica totalidad del territorio, lo que hace una fuente de energía especialmente atractiva.

### 2.2.6 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 ni 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.

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



# 3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

## 3.1 Emplazamiento de la instalación

El presente proyecto tiene como objeto realizar una instalación solar fotovoltaica en el Aeropuerto de Sevilla. El aeropuerto se encuentra localizado a unos 10 Km al NE de la ciudad de Sevilla, en el Km 533 de la carretera N-IV Madrid-Cádiz. El aeropuerto pertenece a los términos municipales de Sevilla y La Rinconada y ocupa una superficie aproximada de 893 Ha. Sus coordenadas geográficas son 37°25'05" de latitud norte 5°53'56" longitud oeste, [5]



Figura 3-1. Localización Aeropuerto de Sevilla. Nivel Nacional

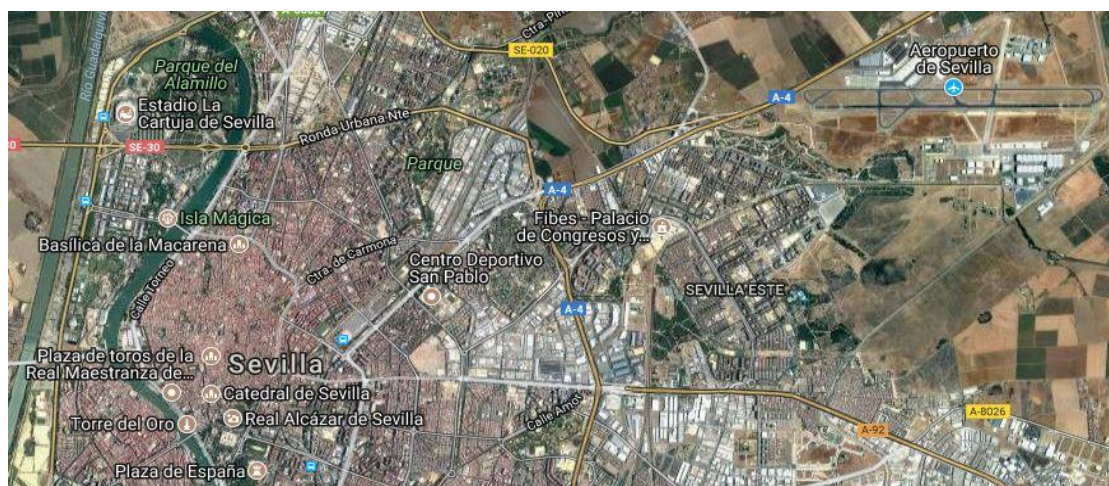


Figura 3-2. Localización Aeropuerto de Sevilla. Nivel Local



A la hora de seleccionar el terreno donde se construirá la planta es necesario tener en cuenta varios requisitos.

A nivel geográfico es básico que el terreno tenga una buena orientación al sur y un horizonte libre de obstáculos. Otra buena calidad sería que el terreno fuera lo más plano posible. En el caso del Aeropuerto de Sevilla, cumplimos ambos requisitos al poseer una superficie plana y libre de obstáculos.

A nivel legal se tiene que utilizar un terreno que pertenezca al Aeropuerto de Sevilla o comprar el terreno próximo o como alternativa arrendarlo con una vigencia de 25 años como mínimo reflejado en el contrato.

El terreno propuesto se muestra en la Figura 3-3, se ha utilizado la página [6] la cual nos muestra cual será el área seleccionada, la cual será de 5 hectáreas, 50.000 m<sup>2</sup>.



Figura 3-3. Localización de la planta fotovoltaica.

A la hora de seleccionar el terreno se ha optado por comprar el terreno para facilitar el proceso de instalación de la planta fotovoltaica, de manera que no afecten a las operaciones aeroportuarias. Además, se ha tenido en cuenta las servidumbres aeronáuticas, incluidas en el Anexo 3 del Plan Director del Aeropuerto [5].

### 3.2 Funcionamiento de la planta fotovoltaica

La planta Solar Fotovoltaica tiene como función generar la energía eléctrica de origen renovable, mediante la captación de la radiación solar. Esta energía producida será íntegramente inyectada a la central eléctrica del Aeropuerto.

Durante las horas diurnas, la planta fotovoltaica generará energía eléctrica, en una cantidad directamente proporcional a la radiación solar existente en el plano del campo fotovoltaico. La energía generada por el campo fotovoltaico, en corriente continua, es convertida a alterna y posterior inyectada a la central eléctrica.

Durante las noches, el inversor deja de inyectar energía y se mantiene en estado de “stand-by” con el objetivo de minimizar el auto-consumo de la planta. En cuanto sale el sol y la planta puede generar suficiente energía, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de la red, iniciando la generación si los valores son correctos.

El conjunto de protecciones internas, que posee cada uno de los inversores, está básicamente orientado a evitar el funcionamiento en isla de la planta. En caso de fallo de la red, la planta dejaría de funcionar. Esta medida es de protección tanto para los equipos de consumo de la planta como para las personas que puedan operar en la

línea, sean usuarios o, eventualmente, operarios de mantenimiento de la misma. Esta forma de generación implica que sólo hay producción durante las horas de sol, no existiendo elementos de acumulación de energía, baterías.

### **3.3 Central eléctrica del Aeropuerto de Sevilla**

El edificio de la Central Eléctrica cuenta con distintas salas para distribución y transformación de energía eléctrica.

La central eléctrica tiene una potencia instalada de 4500 KVA y cuenta con tres posibles alimentaciones:

- Línea prioritaria de la Compañía de Electricidad (20 kV)
- Línea secundaria de la misma Compañía (20 KV)
- 3 grupos electrógenos de 1000 KVA a 3 KV





# 4 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN

## 4.1 Recursos energéticos locales

Los datos climáticos sobre el clima típico de Sevilla y sus alrededores lo hemos obtenido de la página web “Meteoblue” [7] el cual nos da una media de los datos meteorológicos teniendo en cuenta los últimos 30 años.

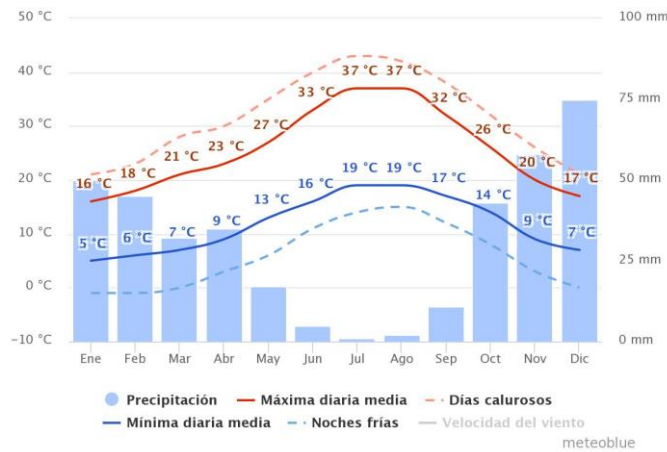


Figura 4-1. Temperatura media de los últimos 30 años en Sevilla.

La "máxima diaria media" (línea roja continua) muestra la media de la temperatura máxima de un día por cada mes de Sevilla. Del mismo modo, "mínimo diario media" (línea azul continua) muestra la media de la temperatura mínima. Los días calurosos y noches frías (líneas azules y rojas discontinuas) muestran la media del día más caliente y noche más fría de cada mes en los últimos 30 años.

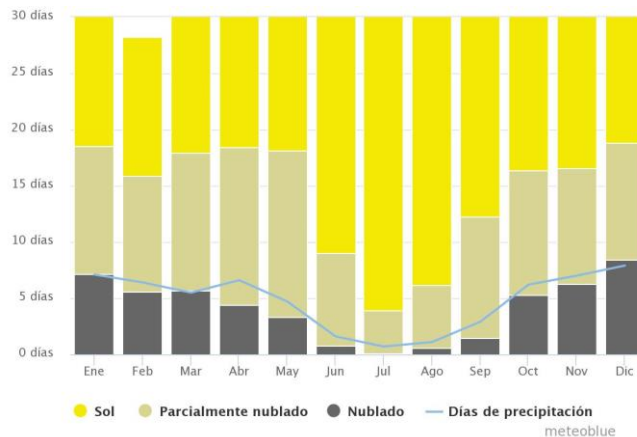


Figura 4-2. Días de sol y nubes de los últimos 30 años en Sevilla.

La Figura 4-2 muestra el número mensual de los días de sol, en parte nublados, nublados y precipitaciones. Los días con menos de 20% de cubierta de nubes se consideran como días soleados, con 20-80% de cubierta de nubes como parcialmente nublados y más del 80% como nublados.

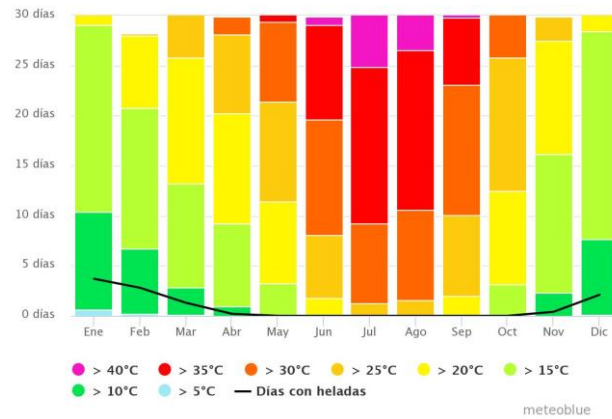


Figura 4-3. Temperaturas máximas de cada día del mes

En esta última imagen podemos ver cuántos días al mes llegan a ciertas temperaturas.

Para el caso concreto del Aeropuerto de Sevilla tenemos las siguientes gráficas que nos muestran las temperaturas máximas y mínimas, las precipitaciones y las velocidades del viento para el año 2016.

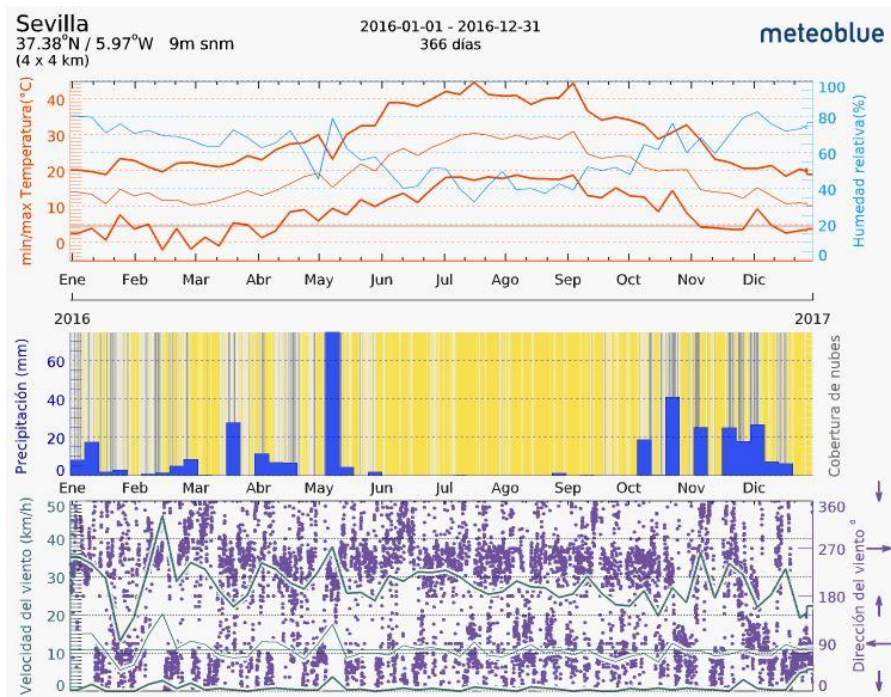


Figura 4-4. Resumen del clima medio del Aeropuerto de Sevilla.

Los datos de radiación disponible en el emplazamiento, se obtienen de la estación meteorológica ubicada en las proximidades del Aeropuerto de Sevilla, La Rinconada. Según la página web de la Agencia Andaluza de la Energía [8], obtenemos los siguientes datos:

Radiación Global (kWh/m<sup>2</sup>)

Mes	Media	Mediana
1 (Enero)	74.3	86.6
2 (Febrero)	96.9	108.1
3 (Marzo)	140.4	154.3
4 (Abril)	173.7	188.3
5 (Mayo)	207.8	221.9
6 (Junio)	227.4	235.3
7 (Julio)	232.6	238.8
8 (Agosto)	207.3	211.3
9 (Septiembre)	155.4	163.2
10 (Octubre)	112.9	122.2
11 (Noviembre)	80.7	88.6
12 (Diciembre)	62.4	69.2

Radiación Difusa (kWh/m<sup>2</sup>)

Mes	Media	Mediana
1 (Enero)	41.2	34.5
2 (Febrero)	44.7	37
3 (Marzo)	64.5	55.6
4 (Abril)	72.5	62
5 (Mayo)	79.8	68.6
6 (Junio)	68.3	61
7 (Julio)	65.8	60.6
8 (Agosto)	63.7	60.1
9 (Septiembre)	61.6	56.2
10 (Octubre)	56.2	51.2
11 (Noviembre)	41.9	36.9
12 (Diciembre)	38.8	35.1

Radiación Directa (kWh/m<sup>2</sup>)

Mes	Media	Mediana
1 (Enero)	82.3	131.7
2 (Febrero)	112.8	158.4
3 (Marzo)	132.4	177.1
4 (Abril)	158.7	202.7
5 (Mayo)	195.7	236.8
6 (Junio)	245.3	270.9
7 (Julio)	261	279.8
8 (Agosto)	221.2	233.5
9 (Septiembre)	158.6	183.6
10 (Octubre)	110.2	141.8
11 (Noviembre)	92.7	126.8
12 (Diciembre)	61.3	90.8

Figura 4-5. Tablas de radiación

## 4.2 Consumo Aeropuerto de Sevilla

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

Según nos aportan desde AENA, estos son los datos de la energía prevista (kWh) que se consumiera para el año 2016 (en el Anexo A aparece el análisis del consumo eléctrico proporcionado por AENA):

MES	PREVISION CONSUMO (kWh)
<b>ENERO</b>	1.188.552
<b>FEBRERO</b>	972.696
<b>MARZO</b>	909.533
<b>ABRIL</b>	955.589
<b>MAYO</b>	1.168.095
<b>JUNIO</b>	1.257.860
<b>JULIO</b>	1.535.909
<b>AGOSTO</b>	1.422.255
<b>SEPTIEMBRE</b>	1.316.103
<b>OCTUBRE</b>	1.147.851
<b>NOVIEMBRE</b>	918.344
<b>DICIEMBRE</b>	1.122.111

Tabla 4-1. Consumo previsto del aeropuerto de Sevilla para el año 2016.

Por lo tanto, la energía total consumida por el Aeropuerto de Sevilla es de 13.914.898 kWh.

La primera Revisión Estratégica de la energía en la UE se centró fundamentalmente en los aspectos de “competitividad” y “sostenibilidad” de la energía, y desembocó en el acuerdo alcanzado en el Consejo Europeo de marzo de 2007 sobre los objetivos en materia energética y ambiental denominados 20/20/20 para 2020, es decir, que ese año el 20% de la energía final provenga de fuentes renovables, mejorar la eficiencia energética en un 20% en la UE frente al escenario tendencial y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20%.

Centrándonos en la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento y uso de energía procedente de fuentes renovables, los objetivos globales y vinculantes son alcanzar una cuota del 20% de energías renovables sobre el consumo de energía final total y del 10% sobre el consumo de energía renovable para el transporte.

Este objetivo global del 20% se ha distribuido en objetivos individuales por Estado miembro basados en criterios que tienen en cuenta las diferentes situaciones de partida, potencial de energías renovables y combinaciones energéticas posibles de cada uno, además de ponderar el esfuerzo en función del PIB de cada uno de los países.

En la Figura 4-6, se presenta la situación de la que partía cada país en 2005 en cuanto a cuota de energía renovable, y el objetivo individual vinculante para 2020:

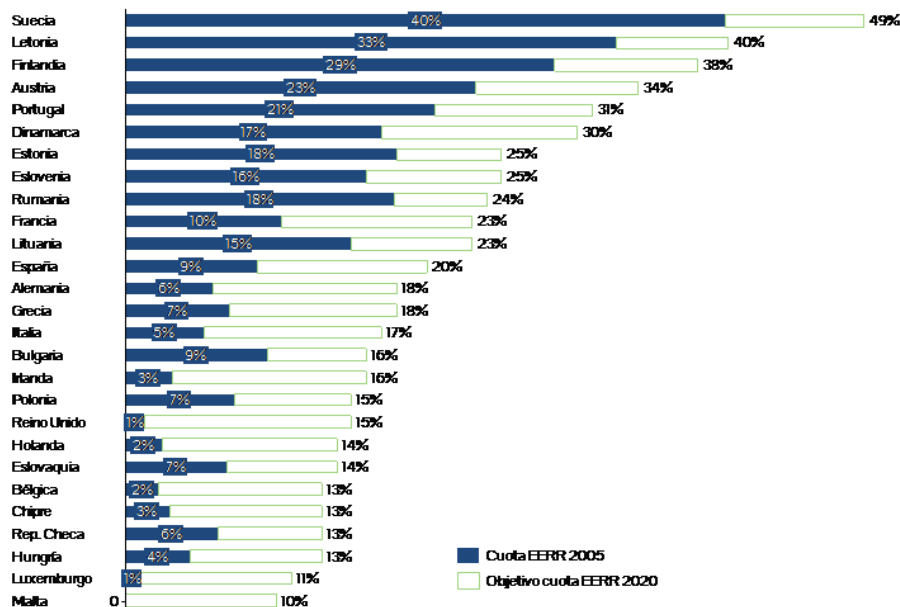


Figura 4-6. Cuota de energías renovables para 2020

Sabiendo que el objetivo de la Unión Europea, la energía que debería producirse para cumplir estas condiciones es: 2.782.979 kWh. Para tener en cuenta el incremento de la demanda de energía se intentará que la energía que se consuma procedente de energía renovables sea: 3.000.000 kWh.

### 4.3 Cálculo de la potencia de la planta fotovoltaica

A continuación, se procederá a calcular la potencia nominal de la planta fotovoltaica, que será necesaria para producir la condición anterior. Para ello se deben tener en cuenta los siguientes datos:

- $G_{dm}(0)$ : Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en  $KWh/(m^2 \cdot día)$ . Estos datos se obtienen del programa informático PVSYST.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ : Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en  $KWh/(m^2 \cdot día)$ . Se ha calculado de la misma forma que el dato anterior. En este caso, se han seleccionado los siguientes ángulos azimut y de inclinación:  $\alpha = 0^\circ$  y  $\beta = 35^\circ$ , por su localización geográfica.
- PR: Performance ratio, se considera 0,75.

- E (kWh): Previsión de energía consumida por el aeropuerto debido a energías renovables, para ello se han utilizado el 20% de los valores de la Tabla 4-1.

$$P = \frac{G_{CEM} \cdot E}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot N^{\circ} \text{ días mes} \cdot PR} \quad (4-1)$$

Siendo:

- P: potencia de pico de la planta fotovoltaica.
- $G_{CEM}$ : irradiancia solar en condiciones CEM.  $G_{CEM}=1.000 \text{ W/m}^2$ .

En la siguiente tabla se muestran todos estos datos:

Mes	E [kWh]	G <sub>dm</sub> ( $\alpha=0^{\circ}$ , $\beta=35^{\circ}$ ) [kWh/m <sup>2</sup> *dia]	PR	P
<b>Enero</b>	237.710,40	4,30	0,75	2.377.698,42
<b>Febrero</b>	194.539,20	5,27	0,75	1.757.831,39
<b>Marzo</b>	181.906,60	6,20	0,75	1.261.925,77
<b>Abril</b>	191.117,80	6,29	0,75	1.350.417,24
<b>Mayo</b>	233.619,00	6,71	0,75	1.497.485,70
<b>Junio</b>	251.572,00	7,13	0,75	1.568.159,58
<b>Julio</b>	307.181,80	7,46	0,75	1.771.061,72
<b>Agosto</b>	284.451,00	7,36	0,75	1.662.289,62
<b>Septiembre</b>	263.220,60	6,46	0,75	1.810.943,24
<b>Octubre</b>	229.570,20	5,74	0,75	1.720.206,81
<b>Noviembre</b>	183.668,80	4,71	0,75	1.733.133,29
<b>Diciembre</b>	224.422,20	4,08	0,75	2.365.825,43
<b>Promedio</b>	231.914,97	5,98	0,75	1.739.748,18

Tabla 4-2. Cálculo de la producción anual esperada.

Se obtiene que el promedio de la potencia es 1.739.748.18 W, por lo tanto, la planta fotovoltaica deberá tener, teniendo en cuenta que pueden existir variaciones de consumo eléctrico, de radiación solar o de potencia, una potencia nominal de 1.8 MW, por lo que el generador fotovoltaico se dividirá en 6 subcampos fotovoltaicos de 300 kW.

#### 4.4 Determinación de la potencia del inversor

El número de inversores deriva de la potencia estimada para el sistema fotovoltaico u de la configuración escogida. Como regla general, dado que los inversores poseen diversos niveles de potencia y que la potencia total del sistema fotovoltaico es determinada por el área útil disponible, se asume que la relación entre la potencia del generador fotovoltaico y la potencia nominal del inversor estará comprendida dentro del siguiente intervalo de potencia, para cada uno de los inversores:

$$0,7 \cdot P < P_{INV} < 1,2 \cdot P \quad (4-2)$$

Donde,

- $P$  es la potencia del generador fotovoltaico
- $P_{inv}$  es la potencia de un inversor.

Como la potencia del campo fotovoltaico es de 300 kW, se cumple que la potencia del inversor debe estar entre los siguientes valores:

$$210 < P_{inv} < 360$$

En términos generales, es favorable escoger un inversor con una potencia entre un 10 y 15 % menos a la del generador fotovoltaico ( $P_{inv} < P$ ) dado que la eficiencia de los inversores es relativamente baja para las gamas de potencia operacionales inferiores al 10% de la potencia nominal.

#### 4.5 Elección de módulo e inversor fotovoltaico

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 4-7. Esquema general de la instalación fotovoltaica.

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.



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, para el desarrollo de un subcampo fotovoltaico de 300 kWp. 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.

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.

Los inversores que han sido seleccionados son los que se muestran en la tabla 4-2, ya que sus características se ajustan perfectamente a las necesidades de la instalación (el precios de estos se han obtenido consultado vía email con las distintas compañías).

Marca Inversor	Modelo Inversor	Potencia nominal de salida (kW)	Rendimiento (%)	Precio (€)
<b>ABB</b>	PVS800-57-0250KW	250	97,80	60.000
<b>SATCON</b>	PowerGate PVS-250-400-EU2	250	96,90	30.000
<b>SOLAR MAX</b>	SolarMax 300TS	300	95,70	80.000

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 (4-3). 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.

$$\eta_{UE} = 0,03\eta_{5\%} + 0,06\eta_{10\%} + 0,13\eta_{20\%} + 0,1\eta_{30\%} + 0,48\eta_{50\%} + 0,2\eta_{100\%} \quad (4-3)$$

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 4-3. Los aspectos críticos para elección de un módulo fotovoltaico u otro serán: la potencia máxima capaz de entregar (en condiciones Condiciones Estándar de Medida (CEM): 1000 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5 G y 25°C), el coste de cada panel y su eficiencia, la cual se calcula según la ecuación (4-4) para los módulos cuyas hojas de características no especifican este parámetro. Los precios de estos módulos se han obtenido de la página web [9].

$$\eta_{panel} = \frac{P_{OUT}}{P_{IN}} = \frac{P_{OUT}}{I(CEM) \cdot S_{panel}} \quad (4-4)$$

Marca	Tecnología	Modelo	Potencia Máxima (Wp)	Superficie (m <sup>2</sup> )	Eficiencia (%)	Precio (€)
Axitec	Policristalina	AC-260P	260	1,953	15,90	160
		AC-310P	310	1,940	15,98	185
	Monocristalina	AC-280M	280	1,626	17,16	210
		AC-340M	340	1,940	17,52	225
Trina	Policristalina	TSM-260PD05	260	1,637	15,90	170
		TSM-310PD14	310	1,940	16,00	220
	Monocristalina	TSM-280DD05	280	1,637	17,10	200
		TSM-340DD1	340	1,940	16,20	250

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 4-4 para cada combinación de inversor y módulo fotovoltaico, dependerá del número de paneles a utilizar y su precio, del coste de los inversores y del coste del terreno a comprar por el aeropuerto. El número de paneles se ha calculado en para la realización de un subcampo fotovoltaico de 300 kWp de potencia.

El último paso para elegir los componentes de nuestra planta fotovoltaica, será el cálculo del beneficio que se obtendría en 25 años. Para ello, se considera la energía que el Aeropuerto se ahorra de consumir del proveedor eléctrico, la cual viene dada por la superficie total de los módulos fotovoltaicos, el número de paneles y los rendimientos tanto de los módulos como de los inversores, según la ecuación (4-5). Se realiza la suposición de que la eficiencia va a permanecer constante y la energía entregada por los módulos será la misma todos los años.

$$\text{Beneficio Neto} = \text{Ahorro Energético} - \text{Coste Instalación} - \text{Coste Superficie} \quad (4-5)$$

Donde:

- *Ahorro Energético* es el ahorro en el consume eléctrico que consigue el Aeropuerto de Sevilla tras la instalación fotovoltaico en 25, tiempo medio de vida útil de una placa solar:

$$\text{Ahorro Energético} = \text{Precio Luz (€/kWh)} \cdot \text{Energía producida} \cdot 25$$

- *Coste Instalación* es el coste asociado al coste de los panels solares y del inversor fotovoltaico:

$$\text{Coste Instalación} = \text{Precio Panel} \cdot \text{Nº Paneles} + \text{Precio Inversor}$$

- *Coste Superficie* es el coste que tendría que afrontar el Aeropuerto en caso de que fuera necesario la compra de terreno en la zona circundante para el desarrollo de la instalación

Para calcular el ahorro de consumo eléctrico se ha tomado el precio de la luz en España entre las fechas 16/03/2017 y 16/05/2017, el cual es 0.151839 €/kWh, obtenido de una factura de luz. Hay que tener en cuenta que este precio no es constante, puede cambiar de un mes a otro, pero es un cambio que no se puede predecir por lo que se considerará constante.

Para el precio del suelo, que es necesario expropiar por parte del Aeropuerto, se ha cogido el precio del suelo en la localidad de La Rinconada, Sevilla, el cual es de 107,13437 €/m<sup>2</sup>, obtenido de la web [10]. Al igual que el precio de la luz este valor cambia, pero a no saber la variación se considerará también constante.



Inversor	Módulo Fotovoltaico	Nº de Paneles	Energía producida (kWh)	Superficie (m <sup>2</sup> )
<b>ABB</b>	AC-340M	882	556.000	1.711
	AC-310P	960	549.000	1.863
	AC-280M	1.071	557.000	1.742
	AC-260P	1.152	552.000	1.874
	TSM-340DD1	882	558.000	1.711
	TSM-310PD14	960	551.000	1.863
	TSM-280DD05	1.071	560.000	1.753
	TSM-260PD05	1.152	555.000	1.895
<b>SOLAR MAX</b>	AC-340M	885	549.000	1.717
	AC-310P	975	548.000	1.892
	AC-280M	1.072	547.000	1.744
	AC-260P	1.156	548.000	1.881
	TSM-340DD1	885	551.000	1.717
	TSM-310PD14	975	550.000	1.892
	TSM-280DD05	1.072	550.000	1.755
	TSM-260PD05	1.156	547.000	1.892
<b>SATCON</b>	AC-340M	860	537.000	1.669
	AC-310P	968	548.000	1.878
	AC-280M	1.020	525.000	1.659
	AC-260P	1.157	548.000	1.882
	TSM-340DD1	820	539.000	1.669
	TSM-310PD14	968	550.000	1.878
	TSM-280DD05	1.044	540.000	1.709
	TSM-260PD05	1.157	552.000	1.894

Tabla 4-5. Estimación del presupuesto inicial.

Una vez tenemos estos datos, ya se puede realizar una estimación del beneficio económico que se puede obtener en 25 años comparando los diferentes beneficios según la configuración de inversor y paneles solares empleados., lo cual se muestra en la Tabla 4-5.

Inversor	Módulo Fotovoltaico	Coste Instalación (€)	Ahorro Energético (€)	Coste Superficie (€)	Beneficio Neto (€)
<b>ABB</b>	AC-340M	258.450	2.110.548,20	183.306,91	1.668.791,28
	AC-310P	237.600	2.083.976,55	199.591,34	1.646.785,20
	AC-280M	284.910	2.114.344,15	186.628,08	1.642.806,06
	AC-260P	244.320	2.095.364,40	200.769,81	1.650.274,58
	TSM-340DD1	280.500	2.118.140,10	183.306,91	1.654.333,18
	TSM-310PD14	271.200	2.091.568,45	199.591,34	1.620.777,10
	TSM-280DD05	274.200	2.125.732,00	187.806,55	1.663.725,44
	TSM-260PD05	255.840	2.106.752,25	203.019,64	1.647.892,60
<b>SOLAR MAX</b>	AC-340M	279.125	2.083.976,55	183.949,72	1.620.901,82
	AC-310P	260.375	2.080.180,60	202.698,23	1.617.107,36
	AC-280M	305.120	2.076.384,65	186.842,35	1.584.422,30
	AC-260P	264.960	2.080.180,60	201.519,75	1.613.700,84
	TSM-340DD1	301.250	2.091.568,45	183.949,72	1.606.368,72
	TSM-310PD14	294.500	2.087.772,50	202.698,23	1.590.574,26
	TSM-280DD05	294.400	2.087.772,50	188.020,82	1.605.351,67
	TSM-260PD05	276.520	2.076.384,65	202.698,25	1.597.166,41
<b>SATCON</b>	AC-340M	233.500	2.038.425,15	178.807,27	1.626.117,87
	AC-310P	219.080	2.080.180,60	201.198,35	1.659.902,24
	AC-280M	254.200	1.992.873,75	177.735,92	1.560.937,82
	AC-260P	225.120	2.080.180,60	201.626,89	1.653.433,70
	TSM-340DD1	245.000	2.046.017,05	178.807,27	1.622.209,77
	TSM-310PD14	252.960	2.087.772,50	201.198,35	1.633.614,14
	TSM-280DD05	248.800	2.049.813,00	183.092,64	1.617.920,35
	TSM-260PD05	236.690	2.095.364,40	202.912,50	1.655.761,89

Tabla 4-6. Estimación del beneficio neto obtenido a los 25 años para varios casos.

Observando esta tabla, se llega a la conclusión de que la opción más rentable es utilizar el inversor de *ABB PVS800-57-0250KW* junto al panel *AC-340M* si el criterio de elección es meramente económico. Aun así, para tomar una decisión conviene atender a otros factores, como el rendimiento de los paneles o la garantía ofrecida por el fabricante entre otras cosas.

La garantía de rendimiento que presentan las dos compañías seleccionadas son muy parejas:

- Por un lado, *Axitec* garantiza después del primer año una potencia del 97% de la potencia nominal original y, a partir de entonces, una reducción de potencia máxima del 0,5 % anual. Transcurrido 25 años, seguirá contando con una garantía de potencia del 85% como mínimo de la potencia nominal original.

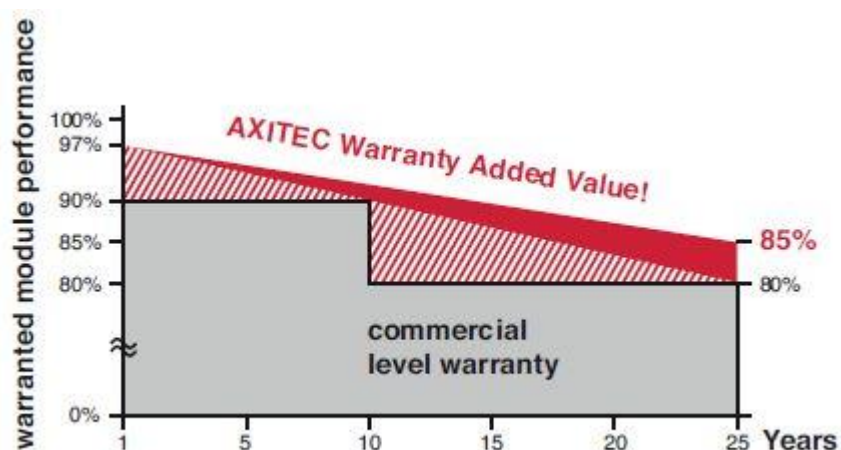


Figura 4-8. Garantía Axitec.

- Por otro lado, *Trina* garantiza que tras un primer año una potencia del 95% de la potencia nominal original tras el cual el rendimiento del módulo no disminuirá más de aproximadamente el 0,7% por año.



Figura 4-9. Garantía Trina

En el Anexo B se muestra una tabla en la cual se se hace una comparativa de la evolución de la eficiencia de los distintos paneles con los que se ha trabajado.

Conocido la evolución de la eficiencia, vamos a comprobar la evolución de la energía generada por las distintas combinaciones, para comprobar cual sigue cumpliendo los requisitos energéticos propuestos inicialmente. Como el objetivo inicial era el desarrollo de 6 subcampos fotovoltaicos y se está haciendo el análisis de un solo campo, los resultados obtenidos se multiplicarán por 6 y se comprobara si se cumplen la condición energética. Para este cálculo se ha utilizado la siguiente ecuación:

$$E_i = RSolar_{Año} \cdot S_{panel} \cdot N_{paneles} \cdot \eta_{panel} \cdot \eta_{inversor} \quad (4-6)$$

Donde:

- $E_i$ : Es la energía producida por los paneles fotovoltaicos el año  $i$ .
- $RSolar_{Año}$
- $\eta_{panel. i}$
- $\eta_{inversor}$

Los cálculos de la comparación de la evolución de la producción de energía son mostrados en la Tabla 4-6.

Una vez conocida la evolución de la energía se procederá analizar cuál es la evolución del beneficio neto utilizando los diferentes módulos fotovoltaicos, para ello hemos utilizado las ecuaciones (4-6), (4-7) y (4-8). Los resultados se muestran en la Tabla 4-7.

$$\text{Año 1 : } Beneficio_{Año 1} = E_1 \cdot \text{Precio Luz} - \text{Coste Instalación} - \text{Coste Superficie} \quad (4-7)$$

$$\text{Año } i : Beneficio_{Año i} = E_i \cdot \text{Precio Luz} + Beneficio_{Año i-1}, \quad i > 1 \quad (4-8)$$

Con los resultados obtenidos llegamos a las siguientes conclusiones:

- Como se puede comprobar en la Tabla 4-6, la única que cumpliría la condición de 3.000 MWh, autoimpuesta por nosotros para prever un posible incremento del consumo, sería el modelo *Axitec 340*. Si tomáramos como valor límite el 20% de la energía total consumida por el Aeropuerto de Sevilla en 2016, solo la cumplirían la anterior, *Axitec 280* y *Trina 280*. El resto, aparte de no cumplir el objetivo marcado en el año 25, dejarían de cumplirlo mucho antes.
- En el estudio del beneficio, Tabla 4-7, se puede comprobar que, por lo general, se obtiene un mayor beneficio neto con los paneles de *Axetic*. Se observa además que la tecnología monocristalina resulta ser mejor que la policristalina debido a su mayor rendimiento, por lo que se producen mayores beneficios debido a que hay un mayor ahorro en el consumo eléctrico.

Tras esta valoración global, se ha llegado a la conclusión de que la mejor opción es el módulo fotovoltaico *AC-340M* de *Axitec*, ya que es el que mejor cumple los requisitos impuestos por la Unión Europea en cuanto a consumo eléctrico. Además, no hay mucha diferencia en cuanto a beneficio neto respecto al resto de módulos de *Axitec*.

Año	AXITEC 340	AXITEC 310	AXITEC 280	AXITEC 260	TRINA 340	TRINA 310	TRINA 280	TRINA 260
1	3396590,2	3098031,5	3315165,1	3082521,9	3140682,7	3101908,9	3315165,1	3082521,9
2	3379082,0	3082062,2	3298076,6	3066632,6	3118018,0	3079523,9	3291241,2	3060276,9
3	3361664,1	3066175,3	3281076,2	3050825,3	3095516,8	3057300,6	3267490,0	3038192,5
4	3344335,9	3050370,3	3264163,5	3035099,4	3073178,1	3035237,6	3243910,2	3016267,4
5	3327097,0	3034646,7	3247337,9	3019454,5	3051000,5	3013333,8	3220500,5	2994500,5
6	3309947,1	3019004,2	3230599,0	3003890,3	3028983,0	2991588,1	3197259,8	2972890,7
7	3292885,5	3003442,3	3213946,4	2988406,3	3007124,3	2969999,3	3174186,8	2951436,8
8	3275911,8	2987960,7	3197379,7	2973002,2	2985423,4	2948566,3	3151280,3	2930137,8
9	3259025,7	2972558,8	3180898,4	2957677,4	2963879,1	2927288,0	3128539,1	2908992,5
10	3242226,6	2957236,4	3164502,0	2942431,7	2942490,3	2906163,3	3105962,0	2887999,7
11	3225514,1	2941992,9	3148190,1	2927264,5	2921255,8	2885191,0	3083547,8	2867158,5
12	3208887,7	2926828,0	3131962,3	2912175,5	2900174,6	2864370,0	3061295,4	2846467,7
13	3192347,1	2911741,2	3115818,2	2897164,3	2879245,5	2843699,3	3039203,6	2825926,2
14	3175891,7	2896732,2	3099757,3	2882230,5	2858467,5	2823177,7	3017271,2	2805532,9
15	3159521,1	2881800,6	3083779,1	2867373,6	2837839,3	2802804,3	2995497,1	2785286,8
16	3143234,9	2866946,0	3067883,4	2852593,3	2817360,1	2782577,9	2973880,1	2765186,8
17	3127032,7	2852167,9	3052069,5	2837889,2	2797028,6	2762497,4	2952419,1	2745231,8
18	3110913,9	2837466,0	3036337,2	2823260,9	2776843,9	2742561,9	2931113,0	2725420,8
19	3094878,3	2822839,9	3020686,0	2808708,0	2756804,8	2722770,2	2909960,6	2705752,9
20	3078925,3	2808289,2	3005115,5	2794230,2	2736910,3	2703121,3	2888960,9	2686226,8
21	3063054,6	2793813,5	2989625,2	2779826,9	2717159,4	2683614,3	2868112,7	2666841,7
22	3047265,6	2779412,4	2974214,7	2765497,9	2697551,1	2664248,0	2847415,0	2647596,4
23	3031558,1	2765085,5	2958883,7	2751242,8	2678084,2	2645021,4	2826866,7	2628490,1
24	3015931,5	2750832,5	2943631,8	2737061,1	2658757,8	2625933,7	2806466,6	2609521,6
25	3000385,4	2736652,9	2928458,4	2722952,5	2639570,9	2606983,6	2786213,7	2590690,0

Tabla 4-7. Comparativa de la energía producida con los ocho paneles seleccionados.

Año	AXITEC 340	AXITEC 310	AXITEC 280	AXITEC 260	TRINA 340	TRINA 310	TRINA 280	TRINA 260
1	-428705,6	-351826,7	-386123,4	-359651,1	-384327,8	-385319,9	-384878,4	-372881,8
2	-343193,5	-266902,1	-301149,0	-274652,7	-305422,1	-300465,2	-308306,8	-287524,4
3	-258122,1	-182415,3	-216612,6	-190092,5	-227086,0	-216222,9	-232287,8	-202783,0
4	-173489,2	-98364,0	-132512,0	-105968,1	-149315,1	-132588,6	-156817,4	-118653,1
5	-89292,6	-14745,9	-48844,9	-22277,4	-72105,5	-49557,8	-81891,6	-35130,4
6	-5529,9	68441,2	34391,0	60981,9	4547,0	32873,9	-7506,5	47789,6
7	77800,9	151199,5	117197,8	143812,1	80646,3	114710,6	66341,8	130111,2
8	160702,2	233531,1	199577,8	226215,3	156196,4	195956,8	139657,2	211838,8
9	243176,2	315438,4	281533,1	308193,7	231201,3	276616,7	212443,4	292976,5
10	325225,1	396923,5	363065,9	389749,6	305665,0	356694,5	284704,5	373528,7
11	406851,0	477988,6	444178,5	470885,0	379591,2	436194,4	356444,0	453499,6
12	488056,2	558635,7	524873,0	551602,3	452984,0	515120,6	427665,8	532893,5
13	568842,8	638867,2	605151,6	631903,5	525847,2	593477,2	498373,7	611714,3
14	649213,0	718685,2	685016,3	711790,7	598184,5	671268,4	568571,3	689966,4
15	729168,9	798091,6	764469,4	791266,2	669999,8	748498,2	638262,3	767653,7
16	808712,6	877088,8	843512,9	870332,0	741296,8	825170,6	707450,4	844780,4
17	887846,3	955678,8	922149,0	948990,2	812079,4	901289,8	776139,2	921350,6
18	966572,2	1033863,7	1000379,7	1027243,0	882351,1	976859,6	844332,3	997368,1
19	1044892,2	1111645,5	1078207,2	1105092,4	952115,7	1051884,1	912033,3	1072837,1
20	1122808,5	1189026,5	1155633,5	1182540,6	1021376,9	1126367,2	979245,8	1147761,5
21	1200323,2	1266008,5	1232660,7	1259589,5	1090138,3	1200312,8	1045973,2	1222145,1
22	1277438,3	1342593,7	1309290,8	1336241,3	1158403,4	1273724,7	1112219,0	1295992,0
23	1354155,9	1418784,2	1385526,0	1412497,9	1226175,9	1346606,9	1177986,8	1369306,0
24	1430478,1	1494581,9	1461368,2	1488361,5	1293459,3	1418963,1	1243280,0	1442090,9
25	1506406,8	1569989,0	1536819,4	1563834,0	1360257,1	1490797,1	1308102,0	1514350,5

Tabla 4-8. Comparativa del beneficio neto obtenido con los ocho paneles seleccionados.

## 4.6 Descripción de los elementos seleccionados.

Todas las hojas de características técnicas de los elementos que se van a describir a continuación se encuentran en el Anexo C.

### 4.6.1 Módulo Fotovoltaico

Los módulos elegidos para la instalación son de la marca *Axetic*, modelo *AC-340M*, de 340 W de potencia pico, fabricado de silicio monocristalino.

Todas sus características eléctricas y mecánicas se describirán más detalladamente en los anexos, aunque las principales características son las que se pueden ver en la Tabla 4-8. En la Figura 4-10 se puede observar el aspecto del módulo solar y sus medidas.

<b>P<sub>MPP</sub></b>	Potencia máxima pico	340 Wp
<b>V<sub>MPP</sub></b>	Tensión máxima potencia	38.00 V
<b>I<sub>MPP</sub></b>	Intensidad máxima potencia	8.95 A
<b>V<sub>OC</sub></b>	Tensión circuito abierto	46.50 V
<b>I<sub>CC</sub></b>	Intensidad corto circuito	9.40 A

Tabla 4-9. Características eléctricas del módulo.

Los datos están dados para condiciones estándar de medida CEM (AM 1.5, radiación 1.000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula 25° C).

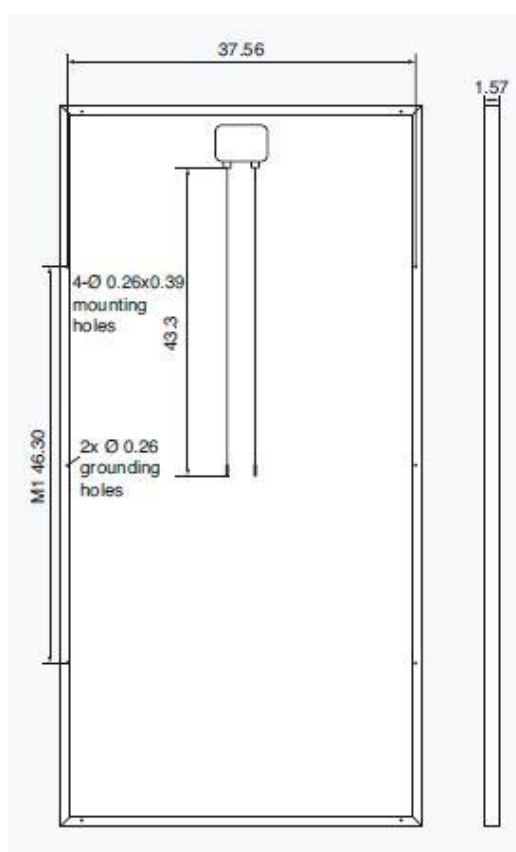


Figura 4-10. Estructura mecánica.

#### 4.6.2 Inversor

El inversor seleccionado ha sido el *PVS800-57-0250KW* de *ABB*, cuyas especificaciones más importantes son las mostradas en la Tabla 4-9 y acompaña de la Figura 4-11, la cual es una fotografía de este inversor.

<b>Parámetros de entrada</b>	
Potencia máxima recomendada	300 kWp
Rango de tensión de CC, mppt	450 a 825 V
Tensión máxima de CC admisible	1000 V
Corriente continua máxima admisible	600 A
<b>Parámetros de salida</b>	
Potencia nominal de CA	250 Kw
Tensión de trabajo	300 V
Corriente nominal de CA	485 A
Estructura de la red	TN e IT
Rango de frecuencias	50/60 Hz
<b>Dimensiones y peso</b>	
Ancho/ Alto/ Fondo (mm)	1830/ 2130/ 646
Peso aproximado	1100 kg
<b>Consumo de potencia</b>	
Consumo propio en funcionamiento	< 350 W
Consumo propio en stand-by	60 W
<b>Grado de protección y condiciones ambientales</b>	
Grado de Protección	IP 42
Temperatura ambiente máxima	-15°C a +40°C
Consumo aire fresco	1680 m <sup>3</sup> /h

Tabla 4-10. Características del inversor.





Figura 4-11. Imagen Inversor PVS800-57-0250KW.

Además de las especificaciones citadas anteriormente, cabe destacar el listado de características de la serie *PVS800-57* que se muestra a continuación:

- Diseño modular y compacto.
- Amplia protección de los lados CC y CA.
- Compensación del factor de potencia como estándar.
- Instalación rápida y sencilla.
- Gama completa de opciones para la transmisión de datos de tipo industrial, incluida la monitorización remota.
- Servicio durante el ciclo de vida del producto a través de la amplia red de servicio global de ABB.

### 4.6.3 Soporte

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.

En los primeros los módulos pueden colocarse de manera horizontal o en vertical respecto a la estructura. En configuración horizontal, los diodos de bypass, en caso de sombra, parcializan la corriente del módulo. En configuración vertical, una pequeña sombra en la parte inferior del módulo, a primera o última hora del día, anularía todo el módulo y por tanto toda la serie. Otro tipo de estructuras fijas serían las de tipo estacional, en la que se inclinan los módulos manualmente dependiendo de la época del año. En verano la inclinación será más horizontal, mientras que en invierno la inclinación óptima será más vertical.

Con los soportes regulables 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 ofrecen una mayor captación de los rayos de sol y, por tanto, son los escogidos para este proyecto.

Se ha seleccionado la estructura inclinada *FV915XL*, esta tiene una capacidad de 1 a 20 módulos fotovoltaicos dispuestos en vertical, y está diseñada para ser instalada sobre cubiertas de hormigón o suelo mediante contrapesos o zapatas. El kit estándar permite una inclinación regulable desde 25° a 35°. Además de una fácil instalación la estructura FV915 es modular, es decir, puede ampliarse en cualquier momento dependiendo de las necesidades.

El sistema de fijación de módulos fotovoltaicos se realiza mediante grapas intermedias y finales, de manera que cada pieza omega sujetará como máximo a dos paneles. La tornillería es desmontable, con sistema autoblocante mecánico y con arandela de presión.

Sus características se resumen en las siguientes:

- Capacidad: De 1 a 20 módulos fotovoltaicos dispuestos en 1 fila en vertical
- Inclinación del módulo: Estándar 25°– 30°– 35° regulable
- Materiales: Aluminio - EN AW 6005A T6 Tornillería - Acero Inoxidable
- Tamaño del módulo: Para módulos de hasta 72 células - FV915XL.
- Instalaciones recomendadas: Cubiertas de hormigón o suelo.



Figura 4-12. Imagen del soporte FVE915 XL.

El precio de este soporte se ha obtenido de la página web [11].

## 4.7 Configuración de la instalación

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 4-8 y 4-9 respectivamente.

### 4.7.1 Número máximo de módulos en serie

El número máximo de módulos en serie por rama viene condicionado por la situación de la estación fría o invierno. La tensión de los módulos fotovoltaicos aumenta a medida que disminuye la temperatura, alcanzando como límite máximo la tensión de circuito abierto, siempre y cuando exista una irradiación solar considerable y además el inversor haya abierto el circuito generador. Por seguridad los inversores no restablecerán la continuidad en el circuito generador a menos que la tensión de circuito abierto disminuya bajo el límite de tensión de entrada admisible, ya que de lo contrario podrían ocasionarse daños en el equipo.

Para el cálculo del número máximo de módulos en serie utilizamos la siguiente expresión:

$$N_{MAX} = V_{MAX}/V_{CA}(-10^{\circ}C) \quad (4-9)$$

Donde:

- $V_{MAX}$  es la tensión máxima admisible en la entrada del inversor, que según el fabricante es 1000 V.
- $V_{CA}(-10^{\circ}C)$  es la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico empleado en el generador evaluada a una temperatura de célula de  $-10^{\circ}C$  que es de 51,7 V.

Por lo tanto, el número máximo en serie será:

$$N_{MAX} = 1000/51,7 \approx 19$$

La tensión de circuito abierto del módulo no suele venir indicada para la temperatura de  $-10^{\circ}C$ , pero sí para las condiciones de referencia estándar (CEM) de  $1.000 \text{ W/m}^2$  de irradiancia, A.M. 1.5 y temperatura de célula  $25^{\circ}C$ .

#### 4.7.2 Número mínimo de módulos en serie

La tensión de las placas fotovoltaicas disminuye a medida que aumenta la temperatura de la célula, a tal punto que esta disminución implica una reducción de la potencia de salida del módulo al aumentar la temperatura. Por lo que, al existir mayor radiación disponible, también la temperatura del ambiente y de la célula son mayores, por lo que a nivel de los módulos la eficiencia de conversión de energía solar disminuye.

Un sistema fotovoltaico tendrá una tensión en sus terminales inferior a la tensión teórica en sus condiciones de referencia (CEM) debido a las elevadas temperaturas de operación de la célula, temperaturas que suelen encontrarse entre los  $50^{\circ}C$  y  $70^{\circ}C$ .

Si la tensión de operación del generador disminuye debajo del límite mínimo del rango de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), podría implicar una reducción del rendimiento global del generador, ya que simplemente el algoritmo del inversor no localizaría el punto de máxima potencia dentro de su rango, y optaría por desconectar al generador asumiendo que no hay suficiente producción solar, con lo que se perderían horas de sol productivas.

Para evitar la situación anterior se debe calcular el número mínimo de módulos conectados en serie por rama, y se asume una temperatura de operación en verano de unos  $70^{\circ}C$ .

Para calcular el número mínimo de módulos usamos la siguiente expresión:

$$N_{MIN} = V_{MPP}/V_{MPP}(70^{\circ}C) \quad (4-10)$$

Donde:

- $V_{MPP}$  es la tensión mínima en el punto de máxima potencia del inversor, que según el fabricante es 450 V.
- $V_{MPP}(70^{\circ}C)$  es la tensión del módulo fotovoltaico en el punto de máxima potencia generador evaluada a una temperatura de célula de  $70^{\circ}C$  que es de 32,8 V.

Por lo tanto, el número mínimo de paneles en serie por rama es:

$$N_{MIN} = 450/32,8 \approx 14$$

Siempre hay que considerar que la temperatura de la célula en operación dependerá de la ubicación del módulo, y más directamente del grado de ventilación, para cada condición hay que evaluar si la temperatura máxima de la célula puede ser mayor o menor de la señalada. En base al número máximo (19) y el mínimo (14) de módulos fotovoltaicos conectados en serie, y el número total de módulos en serie, se elige que el número de módulos fotovoltaicos en serie sean 17.

### 4.7.3 Número de módulos en paralelo

Una vez definido el número de módulos conectados en serie, y comprobado teóricamente la operatividad de esta configuración, se debe dimensionar el número de series o cadenas (strings) del generador fotovoltaico. En este caso para calcular el número máximo de módulos colocados en paralelo se usa la siguiente expresión:

$$N_{Paralelo} = I_{MAX}/I_{Serie} \quad (4-11)$$

Donde:

- $I_{MAX}$  es la corriente máxima admisible de entrada en el inversor, y según el fabricante, dicho valor es 600 A
- $I_{Serie}$  es la corriente nominal de cada módulo fotovoltaica, y el valor de este es de 8,95 A.

Por lo que el número máximo de módulos en paralelo será:

$$N_{Paralelo} = 600/8,95 \approx 67$$

### 4.7.4 Configuración final del generador fotovoltaico

En base al número máximo de módulos en serie conectados en paralelo, la configuración asumida para el número de paneles en serie y el número total de módulos del generador, se define en 52 cadenas conectadas en paralelo para cada inversor, Figura 4-13 Por lo tanto, cada uno de los subcampos estará formado 52 cadenas de 17 módulos en serie, un total de 884 módulos.

Finalmente, la configuración de la matriz de módulos se divide en 6 subcampos (inversores), por lo que la configuración total consta de 312 cadenas de 17 módulos, lo que hace un total de 5.304 módulos fotovoltaicos.

Con todos los datos de los puntos anteriores, resulta que, conectando 17 módulos en serie se obtendrá una buena tensión a la salida de cada bloque:

$$V_{SC(PMP)} = 38 \times 17 = 646 \text{ V}$$

$$V_{OC(MAX)} = 46,5 \times 17 = 790,5 \text{ V}$$

Donde:

- $V_{SC(PMP)}$  es la tensión normal de trabajo
- $V_{OC(MAX)}$  es la tensión a circuito abierto y a 25°C

De igual manera los valores de intensidad de salida de cada instalación y que debe soportar el inversor son:

$$I_{SC(MAX)} = 9.40 \times 52 = 408,8 \text{ A}$$

Donde:

- $I_{SC(MAX)}$  es intensidad de cortocircuito.

Para la potencia del inversor, teniendo en cuenta que la instalación incluye 52 series de 17 paneles cada uno, se obtiene:

$$P_{(PMP)} = 340 \times 17 \times 52 = 300,56 \text{ kWp}$$

La planta fotovoltaica tendrá una potencia pico total de 1.803.360 y estará compuesta por 6 campos de 300,56 kW de potencia nominal, por lo que el número de módulos y paneles será el siguiente:

Campo	1	2	3	4	5	6	TOTAL
Potencia (kW)	300,56	300,56	300,56	300,56	300,56	300,56	1.803,36
Nº Módulos	884	884	884	884	884	884	5.304
Área (m <sup>2</sup> )	1.715	1.715	1.715	1.715	1.715	1.715	10.290
Módulos en serie	17	17	17	17	17	17	102
Nº de series	52	52	52	52	52	52	312

Tabla 4-11. Configuración final del generador fotovoltaico.

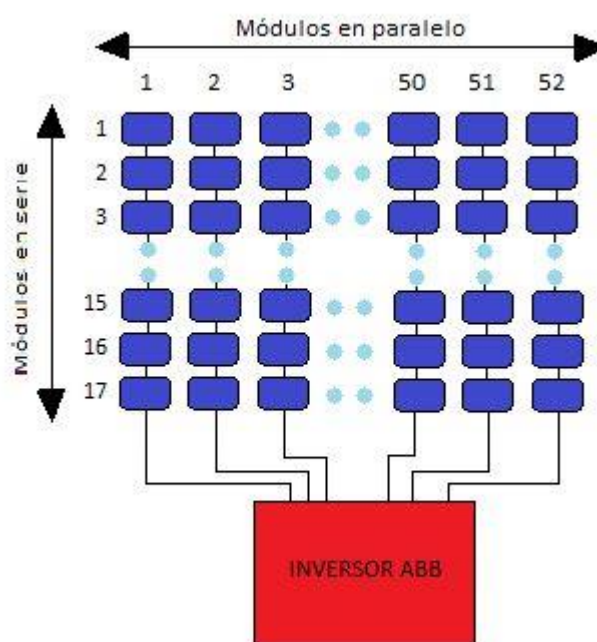


Figura 4-13. Configuración final de un subcampo fotovoltaico.

#### 4.8 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 se puede calcular con la expresión (4-12):

$$d \geq h \times k \quad (4-12)$$

Para calcular la variable  $h$  utilizamos la siguiente figura:

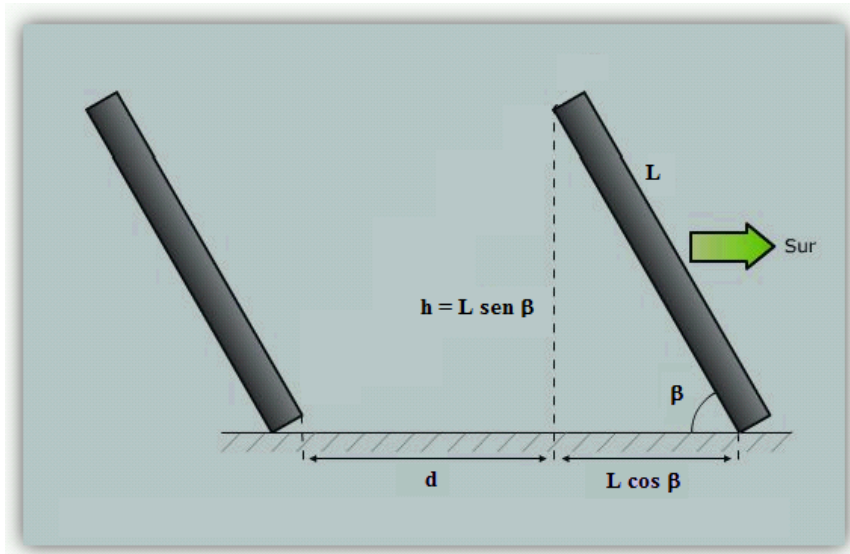


Figura 4-14. Distancia mínima entre módulos fotovoltaicos.

$$h = L \cdot \sin \beta \quad (4-13)$$

Donde:

- $L$  es la longitud del panel, 1,956 m en el caso del módulo *AC-340M*.
- $\beta$  es la inclinación del soporte en el que se coloca el panel, en nuestro caso este vale  $35^\circ$ , su justificación viene dada en el apartado 4.9.1.

Por lo tanto, la altura será:

$$h = 1,956 \cdot \sin 35^\circ = 1,12 \text{ m}$$

La constante  $k$  se calcula con la ecuación (4-14), sabiendo que los paneles se situaran a la latitud  $\varnothing = 37,418^\circ$ .

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \varnothing)} = \frac{1}{\tan(61^\circ - 37,418^\circ)} = 2,29 \quad (4-14)$$

Por lo tanto, la distancia mínima a la que se deben colocar las filas de paneles fotovoltaicos deberá ser:

$$d \geq 1,12 \cdot 2,29 = 2,56 \text{ m}$$

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

## 4.9 Superficie de la instalación

Para el cálculo de la superficie de la instalación fotovoltaica se ha tenido en cuenta las dimensiones del modulo a utilizar, *AC-340M*, las cuales son 1,98 m de largo y 0,992 m de ancho. Como se ha visto anteriormente, al estar la placa solar inclinada  $35^\circ$  la longitud real de está será 1,62 m de larga.

Sabiendo que la separación entre filas debe de ser como mínimo de 2,56 metros y que se ha considerado que las placas contiguas están separadas unos 0,1 m para favorecer la circulación de aire.

Por lo tanto, cada fila ocupará:

$$0,992 \cdot 17 + 0,1 \cdot 16 = 18,46 \text{ m}$$

Y cada columna:

$$1,62 \cdot 52 + 2,56 \cdot 51 = 214,8 \text{ m}$$

Por lo que cada subcampo ocupará una superficie de 3.965,21 m<sup>2</sup>. Como se instalarán 6 subcampos, la superficie total de la instalación será de 23.791,25 m<sup>2</sup>, lo que supone aproximadamente 2,5 hectáreas.

Las diferencias respecto a la Tabla 4-10 se debe a que en dicha tabla no se ha considerado las distintas separaciones entre filas y columnas.

## 4.10 Previsión de energía

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

Con la ayuda de la página [4], se calcula el ángulo de inclinación  $\beta$  y el azimut  $\alpha$  óptimos para la localización de los paneles solares. En la Figura 4-15 se puede ver una imagen de cuál es cada uno de dichos ángulos.

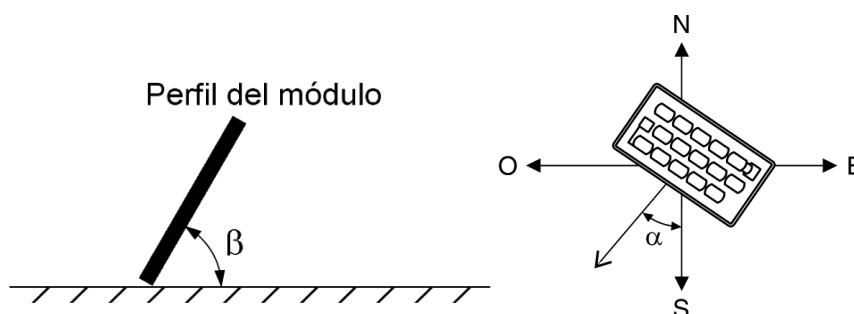


Figura 4-15. Ángulo de inclinación y azimut de un módulo fotovoltaico

En este caso, los ángulos óptimos serán  $\alpha = -1^\circ$  y  $\beta = 34^\circ$ , Figura 4-16, 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.

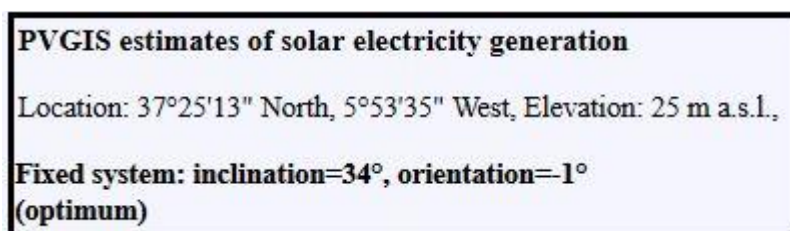


Figura 4-16. Inclinación óptima según localización.

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 4-17 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), es decir, los que se encuentran fuera del borde exterior de la región 90%-95%:

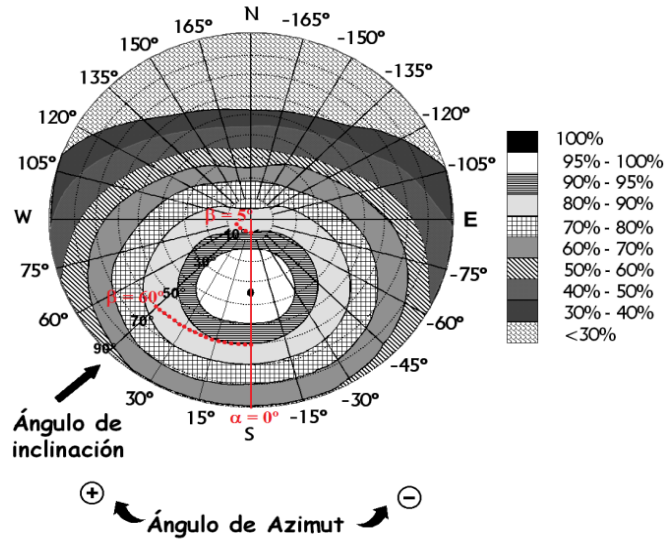


Figura 4-17. Límites para la inclinación en el caso de latitud  $41^\circ$ .

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

Como en este caso la latitud es  $\phi = 37,4167^\circ$ , tenemos que hacer una corrección:

- Inclinación máxima:  $\beta = 60^\circ - (41^\circ - 37,4167^\circ) = 56,4167^\circ$
- Inclinación mínima:  $\beta = 5^\circ - (41^\circ - 37,4167^\circ) = 1.4167$

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%, en nuestro caso hemos considerado 2,5%.

#### 4.10.2 Pérdidas de radiación solar por sombras

Con la misma página web del apartado anterior, [4], se obtiene el perfil de obstáculos, teniendo en cuenta, únicamente, la orografía del lugar y el diagrama de trayectorias del Sol. Ambas figuras se comparan para saber las porciones que están tapadas por cada obstáculo (Figura 4-18). De la Tabla 4-18, se extrae el porcentaje de irradiación solar global anual que se perderá cuando una de las partes del diagrama esté cubierta por un obstáculo.

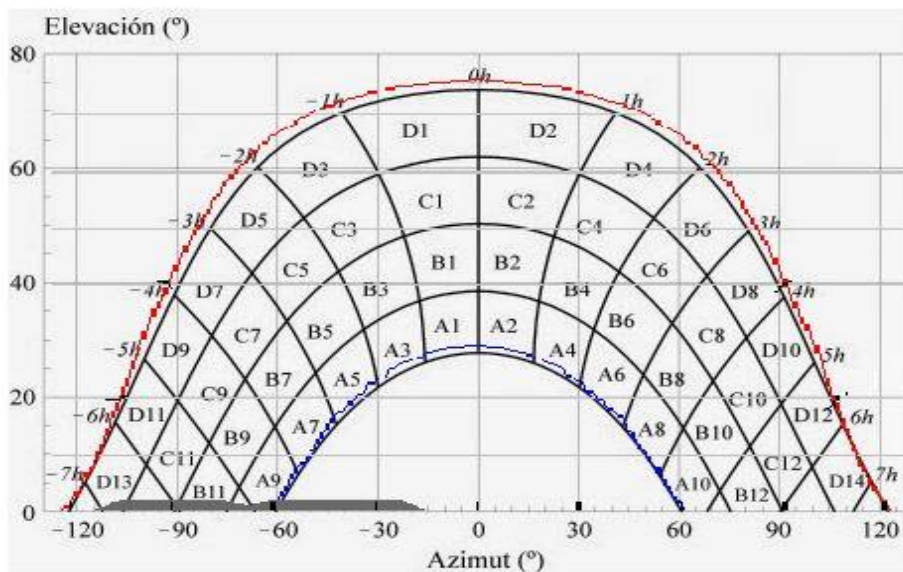


Figura 4-18. Diagrama de trayectorias del sol y perfil de sombras.



$\beta = 35^\circ, \alpha = 0^\circ$	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 4-12. Tabla de referencia V1 de pérdidas de radiación solar por sombras.

Como se puede observar de la Figura 4-18, las zonas en las que hay obstáculo son la D13, B11 y A9, cuyos valores en la Tabla 4-11 son 0,03, 0,01 y 0,13 respectivamente. Por lo tanto, las pérdidas por sombra son:

$$\text{Pérdidas por sombreado} = 0,25 \cdot 0,03 + 0,25 \cdot 0,01 + 0,25 \cdot 0,13 = 0,0425$$

Las pérdidas por sombras son prácticamente del 0%, 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.

#### 4.10.3 Pérdida por temperatura

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

- $T_{amb}$  (°C): Promedio de las temperaturas durante las 24 horas de un día, medidas en sombra. Este parámetro ha sido obtenido en la Figura 4-1.
- $T_{ONC}$  (°C): Temperatura de operación nominal del módulo fotovoltaico, dado en las hojas de características, en este caso 45°C.
- $E$  (W/m<sup>2</sup>): Irradiancia solar, en W/m<sup>2</sup>, medida con la CTE calibrada. Este parámetro ha sido obtenido de la siguiente imagen, obtenida de la página [12].

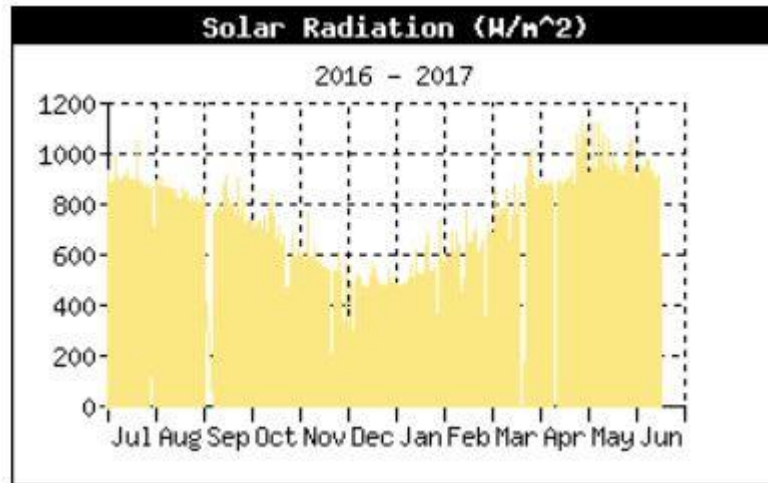


Figura 4-19. Radiación solar.

- $T_c$  (°C): Temperatura de las células solares. Viene dado por la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + [(TONC - 20^\circ)/800] \times E \quad (4-15)$$

- PpT (%): Pérdidas por temperatura. Calculadas según la fórmula (4-16):

$$PpT = 0,40 \times (T_c - 25^\circ) \quad (4-16)$$

Siendo 0,40 el coeficiente de temperatura de potencia extraído de las hojas de características del módulo.

En la siguiente tabla, Tabla 4-12, se muestra un resumen de los cálculos realizados para hallar estas pérdidas.

Mes	Tamb (°C)	TONC (°C)	E (W/m <sup>2</sup> )	Tc (°C)	PpT (%)
<b>Enero</b>	16	45	530	32,5625	3,025
<b>Febrero</b>	18	45	610	37,0625	4,825
<b>Marzo</b>	21	45	770	45,0625	8,025
<b>Abril</b>	23	45	820	48,625	9,45
<b>Mayo</b>	27	45	910	55,4375	12,175
<b>Junio</b>	33	45	940	62,375	14,95
<b>Julio</b>	37	45	900	65,125	16,05
<b>Agosto</b>	37	45	820	62,625	15,05
<b>Septiembre</b>	32	45	750	55,4375	12,175
<b>Octubre</b>	26	45	640	46	8,4
<b>Noviembre</b>	20	45	600	38,75	5,5
<b>Diciembre</b>	17	45	500	32,625	3,05

Tabla 4-13. Cálculo de pérdidas por temperatura.

#### 4.10.4 Pérdida 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 (4-16).

$$L_{Cab} = R \times I^2 \quad (4-16)$$

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, 2%.

#### 4.10.5 Pérdida 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 muy pocos días de lluvia al año, en el apartado 4.1. de esta memoria se puede observar, y por tanto, se han estimado las pérdidas por polvo y suciedad en un 5%.

#### 4.10.6 Pérdida en el inversor

El rendimiento del inversor *ABB PVS800-57-0250KW* es de 98%, según su hoja de características. Por lo que, las pérdidas que ocurren en el inversor son de un 2%.

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

El seguidor del MPP que incorpora el inversor utiliza algoritmos que pueden tener tolerancias y cometer errores en el seguimiento del punto de máxima potencia con la consiguiente reducción de dicha potencia. Pueden ir desde un 2% hasta un 5%, siendo este último el valor más frecuente. El seleccionado en este caso es del 2%.

#### 4.10.8 Cálculo del Performance Ratio (PR)

El *Performance Ratio (PR)* o rendimiento energético, es la relación entre la energía real del sistema inyectada a red y el valor teórico de producción que se obtiene al multiplicar la potencia pico del sistema por la irradiación en el plano horizontal. Si los módulos fotovoltaicos trabajarán a su rendimiento nominal durante todo el año su energía generada fuera inyectada a la red, sin ningún tipo de pérdida se obtendría un PR del 100%.

Para el cálculo del PR, se tendrán en cuenta las pérdidas por:

- Sombras originadas por la situación geográfica.
- Temperatura.
- Cableado.
- Polvo y suciedad.
- Eficiencia energética del inversor.
- Errores en el seguimiento del punto de máxima potencia,

En la siguiente tabla se muestra al detalle el cálculo del PR:

Mes	Pérdidas temperatura (%)	Pérdidas cableado (%)	Pérdidas suciedad (%)	Pérdidas inversor (%)	Pérdidas seguimiento (%)	Pérdidas sombras (%)	Pérdidas por orientación	Pérdidas totales (%)	PR
Enero	3,03	1,5	5	2	2	0,04	2,5	16,07	0,84
Febrero	4,83	1,5	5	2	2	0,04	2,5	17,87	0,82
Marzo	8,03	1,5	5	2	2	0,04	2,5	21,07	0,79
Abril	9,45	1,5	5	2	2	0,04	2,5	22,49	0,78
Mayo	12,18	1,5	5	2	2	0,04	2,5	25,22	0,75
Junio	14,95	1,5	5	2	2	0,04	2,5	27,99	0,72
Julio	16,05	1,5	5	2	2	0,04	2,5	29,09	0,71
Agosto	15,05	1,5	5	2	2	0,04	2,5	28,09	0,72
Septiembre	12,18	1,5	5	2	2	0,04	2,5	25,22	0,75
Octubre	8,40	1,5	5	2	2	0,04	2,5	21,44	0,79
Noviembre	5,50	1,5	5	2	2	0,04	2,5	18,54	0,81
Diciembre	3,05	1,5	5	2	2	0,04	2,5	16,09	0,84
Promedio	9,39	1,5	5	2	2	0,04	2,5	22,43	0,78

Tabla 4-14. Cálculo del Performance Ratio.

#### 4.10.9 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:

- $G_{dm}(0)$ : Ya explicado en el apartado 4.3.
- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ : 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 siguiente:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{mp} \cdot PR \cdot N_{paneles}}{G_{CEM}} \quad (4-17)$$

Siendo:

- $P_{MP}$ : potencia de pico del módulo fotovoltaico.  $P_{MP} = 340$  Wp.
- $G_{CEM}$ : irradiancia solar en condiciones CEM.  $G_{CEM} = 1.000$  W/m<sup>2</sup>.
- $N_{paneles}$ : número de células solares de la instalación.  $N_{paneles} = 5.304$ .

- $E_p$  (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 siguiente tabla se muestran todos estos datos:

Mes	$G_{dm}(0)$ [kWh/(m <sup>2</sup> *día)]	$G_{dm}(\alpha=0^\circ,$ $\beta=35^\circ)$ [kWh/m <sup>2</sup> *día]	PR	$E_p$ [kWh/día]	$E_p$ [kWh/mes]
<b>Enero</b>	2,55	4,3	0,84	6508,70	201769,57
<b>Febrero</b>	3,55	5,27	0,82	7805,87	218564,36
<b>Marzo</b>	5,02	6,2	0,79	8825,59	273593,28
<b>Abril</b>	5,91	6,29	0,78	8792,06	263761,90
<b>Mayo</b>	7,07	6,71	0,75	9049,39	280531,18
<b>Junio</b>	7,97	7,13	0,72	9259,01	277770,44
<b>Julio</b>	8,14	7,46	0,71	9539,57	295726,63
<b>Agosto</b>	7,23	7,36	0,72	9544,42	295877,02
<b>Septiembre</b>	5,47	6,46	0,75	8712,23	261366,97
<b>Octubre</b>	4,13	5,74	0,79	8131,97	252091,09
<b>Noviembre</b>	2,87	4,71	0,81	6919,07	207572,11
<b>Diciembre</b>	2,3	4,08	0,84	6173,85	191389,46
<b>Promedio</b>	5,18	5,98	0,77	8.271,81	251667,83
<b>Total Año</b>					3.020.014,02

Tabla 4-15. Cálculo de la producción anual esperada.

La producción anual de energía durante el primer año será de 3.020.014,02 kWh., que es el límite impuesto inicialmente, por lo tanto, se podría satisfacer la condición impuesta inicialmente, pues produciríamos lo suficiente. Hay que detallar que el estudio ha sido realizado grosso modo por lo que puede haber errores de redondeo. Para el resto de años este valor irá disminuyendo debido a la degradación de potencia en los paneles solares.



# 5 SIMULACIÓN

PVSYST V6.62		27/06/17	Página 1/4
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación</b>			
<b>Proyecto :</b>	<b>TFG_ALEX</b>		
<b>Lugar geográfico</b>	<b>Sevilla</b>	<b>País</b>	<b>España</b>
<b>Ubicación</b>	<b>Latitud</b> 37.42° N	<b>Longitud</b>	<b>-5.90° W</b>
<b>Hora definido como</b>	<b>Hora Legal</b> Huso hor. UT+1	<b>Altitud</b>	<b>23 m</b>
<b>Datos climatológicos:</b>	<b>Albedo</b> 0.20	<b>Sevilla</b> Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=100% - Síntesis	
<b>Variante de simulación : Simulación</b>			
	<b>Fecha de simulación</b>	27/06/17 16h50	
<b>Parámetros de la simulación</b>			
<b>Orientación Plano Receptor</b>	<b>Inclinación</b> 35°	<b>Acimut</b>	<b>0°</b>
<b>Modelos empleados</b>	<b>Transposición</b> Perez	<b>Difuso</b>	<b>Perez, Meteonorm</b>
<b>Perfil obstáculos</b>	Sin perfil de obstáculos		
<b>Sombras cercanas</b>	Sin sombreado		
<b>Características generadores FV (6 Tipo de generador definido)</b>			
<b>Módulo FV</b>	<b>Si-mono</b>	<b>Modelo</b> AXIpremium AC-340M/156-72S	
<b>Original PVsyst database</b>	<b>Fabricante</b>	Axitec USA	
<b>Sub-generador "Sub-generador #1"</b>			
<b>Número de módulos FV</b>	<b>En serie</b> 17 módulos	<b>En paralelo</b>	<b>52 cadenas</b>
<b>N° total de módulos FV</b>	<b>N° módulos</b> 884	<b>Pnom unitaria</b>	<b>340 Wp</b>
<b>Potencia global generador</b>	<b>Nominal (STC)</b> 301 kWp	<b>En cond. funciona.</b>	<b>271 kWp (50°C)</b>
<b>Caract. funcionamiento del generador (50°C)</b>	<b>V mpp</b> 585 V	<b>I mpp</b>	<b>463 A</b>
<b>Sub-generador "Sub-generador #2"</b>			
<b>Número de módulos FV</b>	<b>En serie</b> 17 módulos	<b>En paralelo</b>	<b>52 cadenas</b>
<b>N° total de módulos FV</b>	<b>N° módulos</b> 884	<b>Pnom unitaria</b>	<b>340 Wp</b>
<b>Potencia global generador</b>	<b>Nominal (STC)</b> 301 kWp	<b>En cond. funciona.</b>	<b>271 kWp (50°C)</b>
<b>Caract. funcionamiento del generador (50°C)</b>	<b>V mpp</b> 585 V	<b>I mpp</b>	<b>463 A</b>
<b>Sub-generador "Sub-generador #3"</b>			
<b>Número de módulos FV</b>	<b>En serie</b> 17 módulos	<b>En paralelo</b>	<b>52 cadenas</b>
<b>N° total de módulos FV</b>	<b>N° módulos</b> 884	<b>Pnom unitaria</b>	<b>340 Wp</b>
<b>Potencia global generador</b>	<b>Nominal (STC)</b> 301 kWp	<b>En cond. funciona.</b>	<b>271 kWp (50°C)</b>
<b>Caract. funcionamiento del generador (50°C)</b>	<b>V mpp</b> 585 V	<b>I mpp</b>	<b>463 A</b>
<b>Sub-generador "Sub-generador #4"</b>			
<b>Número de módulos FV</b>	<b>En serie</b> 17 módulos	<b>En paralelo</b>	<b>52 cadenas</b>
<b>N° total de módulos FV</b>	<b>N° módulos</b> 884	<b>Pnom unitaria</b>	<b>340 Wp</b>
<b>Potencia global generador</b>	<b>Nominal (STC)</b> 301 kWp	<b>En cond. funciona.</b>	<b>271 kWp (50°C)</b>
<b>Caract. funcionamiento del generador (50°C)</b>	<b>V mpp</b> 585 V	<b>I mpp</b>	<b>463 A</b>
<b>Sub-generador "Sub-generador #5"</b>			
<b>Número de módulos FV</b>	<b>En serie</b> 17 módulos	<b>En paralelo</b>	<b>52 cadenas</b>
<b>N° total de módulos FV</b>	<b>N° módulos</b> 884	<b>Pnom unitaria</b>	<b>340 Wp</b>
<b>Potencia global generador</b>	<b>Nominal (STC)</b> 301 kWp	<b>En cond. funciona.</b>	<b>271 kWp (50°C)</b>
<b>Caract. funcionamiento del generador (50°C)</b>	<b>V mpp</b> 585 V	<b>I mpp</b>	<b>463 A</b>
<b>Sub-generador "Sub-generador #6"</b>			
<b>Número de módulos FV</b>	<b>En serie</b> 17 módulos	<b>En paralelo</b>	<b>52 cadenas</b>
<b>N° total de módulos FV</b>	<b>N° módulos</b> 884	<b>Pnom unitaria</b>	<b>340 Wp</b>
<b>Potencia global generador</b>	<b>Nominal (STC)</b> 301 kWp	<b>En cond. funciona.</b>	<b>271 kWp (50°C)</b>
<b>Caract. funcionamiento del generador (50°C)</b>	<b>V mpp</b> 585 V	<b>I mpp</b>	<b>463 A</b>
<b>Total</b>	<b>Potencia global generadores</b> <b>Nominal (STC)</b> 1803 kWp	<b>Total</b>	<b>5304 módulos</b>
	<b>Superficie módulos</b> 10292 m <sup>2</sup>		

PVSYST V6.62		27/06/17		Página 2/4	
<b>Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación (continuación)</b>					
<b>Inversor</b>	<b>Modelo</b>	<b>PVS800-57-0250kW-A</b>			
Original PVsyst database	<b>Fabricante</b>	ABB			
<b>Características</b>	<b>Tensión Funciona.</b>	450-825 V	<b>Pnom unitaria</b>	250 kWac	
<b>Sub-generador "Sub-generador #1"</b>	<b>N° de inversores</b>	1 unidades	<b>Potencia total</b>	250 kWac	
<b>Sub-generador "Sub-generador #2"</b>	<b>N° de inversores</b>	1 unidades	<b>Potencia total</b>	250 kWac	
<b>Sub-generador "Sub-generador #3"</b>	<b>N° de inversores</b>	1 unidades	<b>Potencia total</b>	250 kWac	
<b>Sub-generador "Sub-generador #4"</b>	<b>N° de inversores</b>	1 unidades	<b>Potencia total</b>	250 kWac	
<b>Sub-generador "Sub-generador #5"</b>	<b>N° de inversores</b>	1 unidades	<b>Potencia total</b>	250 kWac	
<b>Sub-generador "Sub-generador #6"</b>	<b>N° de inversores</b>	1 unidades	<b>Potencia total</b>	250 kWac	
<b>Total</b>	<b>N° de inversores</b>	6	<b>Potencia total</b>	1500 kWac	
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>					
<b>Pérdidas por polvo y suciedad del generador</b>			<b>Fracción de Pérdidas</b>	5.0 %	
<b>Factor de pérdidas térmicas</b>	<b>Uc (const)</b>	29.0 W/m²K	<b>Uv (viento)</b>	0.0 W/m²K / m/s	
<b>Pérdida Óhmica en el Cableado</b>	<b>Generador#1</b>	21 mOhm	<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.5 % en STC	
	<b>Generador#2</b>	21 mOhm	<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.5 % en STC	
	<b>Generador#3</b>	21 mOhm	<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.5 % en STC	
	<b>Generador#4</b>	21 mOhm	<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.5 % en STC	
	<b>Generador#5</b>	21 mOhm	<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.5 % en STC	
	<b>Generador#6</b>	21 mOhm	<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.5 % en STC	
	<b>Global</b>		<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.5 % en STC	
<b>Pérdida Calidad Módulo</b>			<b>Fracción de Pérdidas</b>	-0.5 %	
<b>Pérdidas Mismatch Módulos</b>			<b>Fracción de Pérdidas</b>	1.0 % en MPP	
<b>Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE</b>	<b>IAM =</b>	$1 - bo (1/\cos i - 1)$	<b>Parám. bo</b>	0.05	
<b>Necesidades de los usuarios :</b>	Carga ilimitada (red)				



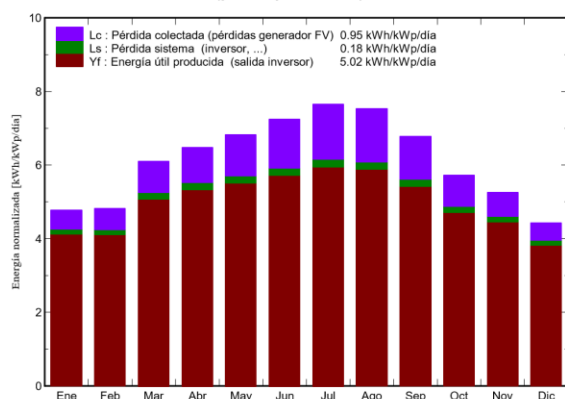
### Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

**Proyecto :** TFG\_ALEX  
**Variante de simulación :** Simulación

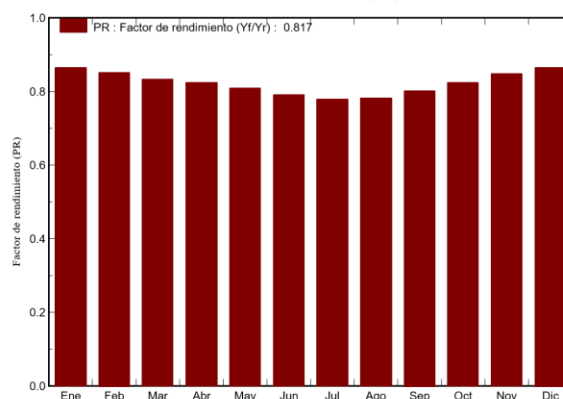
<b>Parámetros principales del sistema</b>		<b>Tipo de sistema</b>	<b>Conectado a la red</b>
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	AXIpremium AC-340M/156-72S	340 Wp
Generador FV	N° de módulos	5304	Pnom total <b>1803 kWp</b>
Inversor	Modelo	PVS800-57-0250kW-A	Pnom 250 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	6.0	Pnom total <b>1500 kW ac</b>
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

**Resultados principales de la simulación**  
 Producción del Sistema **Energía producida 3302 MWh/año** Produc. específico 1831 kWh/kWp/año  
 Factor de rendimiento (PR) **81.68 %**

**Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1803 kWp**



**Factor de rendimiento (PR)**



#### Simulación

#### Balances y resultados principales

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	
<b>Enero</b>	85.5	25.81	11.31	148.1	137.6	238.8	230.7	0.864
<b>Febrero</b>	94.7	37.91	13.25	135.0	125.1	214.6	207.2	0.851
<b>Marzo</b>	151.0	46.84	16.07	189.1	175.3	294.1	283.7	0.832
<b>Abril</b>	180.7	61.80	17.80	194.4	179.5	299.2	288.6	0.823
<b>Mayo</b>	222.4	67.42	22.24	211.5	194.5	319.1	308.1	0.808
<b>Junio</b>	239.8	63.67	26.65	217.5	199.9	320.6	309.8	0.790
<b>Julio</b>	257.4	43.83	28.79	237.0	218.5	344.3	332.6	0.778
<b>Agosto</b>	227.6	45.67	28.71	233.6	216.1	340.5	328.9	0.781
<b>Septiembre</b>	170.6	49.97	24.76	203.3	188.3	304.1	293.9	0.802
<b>Octubre</b>	127.2	43.08	20.90	177.3	164.5	272.3	263.3	0.823
<b>Noviembre</b>	94.2	27.24	14.86	157.5	146.4	249.1	240.6	0.847
<b>Diciembre</b>	75.9	26.40	12.04	137.3	127.4	221.5	214.2	0.865
<b>Año</b>	1927.0	539.64	19.82	2241.5	2073.2	3418.3	3301.7	0.817

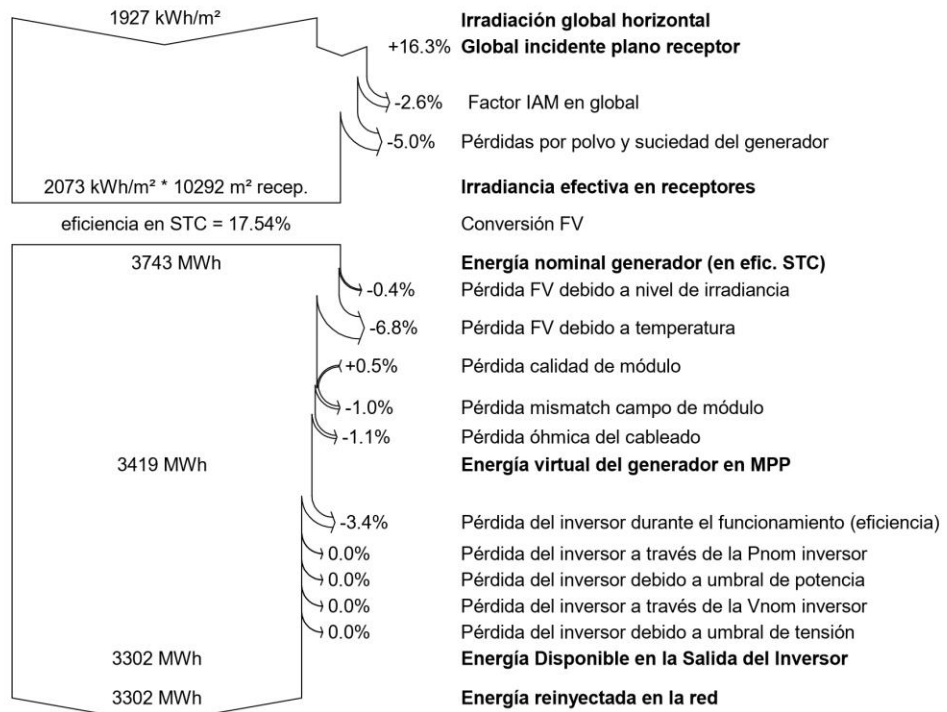
Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal      GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados  
 DiffHor Irradiación difusa horizontal      EArray Energía efectiva en la salida del generador  
 T Amb Temperatura Ambiente      E\_Grid Energía reinyectada en la red  
 GlobInc Global incidente plano receptor      PR Factor de rendimiento

### Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** TFG\_ALEX  
**Variante de simulación :** Simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	35°	acimut 0°
Módulos FV	Modelo	AXIpremium AC-340M/156-72S	340 Wp
Generador FV	N° de módulos	5304	Pnom total <b>1803 kWp</b>
Inversor	Modelo	PVS800-57-0250kW-A	Pnom 250 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	6.0	Pnom total <b>1500 kW ac</b>
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

#### Diagrama de pérdida durante todo el año



Como puede observarse de los resultados de esta simulación, que son para el primer año de instalación del generador, se puede comprobar que los cálculos realizados para la estimación de la energía producida por este generador fotovoltaico son muy parecidos a los de la simulación, los cuales cumplen la condición que se impuso de que el 20% de la energía consumida por el Aeropuerto de Sevilla.

Otro resultado que comparable con los cálculos realizados son los del Factor de Rendimiento (PR). Estos también se asemejan, siendo mayores, en torno al 80%, en los meses de invierno, donde son menores las pérdidas por temperatura, que son las que más hacen disminuir el PR, y siendo inferiores al 80% en los meses de verano.



## 6 PRESUPUESTO

Se va a detallar el coste total de la instalación, así como todos los gastos que ésta conlleva.

En primer lugar, se deben de tener en cuenta los precios de paneles solares e inversores. Hay que considerar también los precios del material eléctrico requerido en la instalación (cableado, interruptores y protecciones), que se han estimado de un 10% del coste de los paneles e inversores. Otro gasto es el debido a los soportes.

También hay que considerar las horas de ingeniería invertidas en el proyecto, las cuales suman 200 horas, a 40€/hora, hacen un total de 8.000€.

Para la estiamción de la obra civil, es decir, preparación del terreno, vallado, instalación de los distintos elementos del sistema fotovoltaico, etc, se ha considerado un precio de 60.000€.

Todo esto viene detallado en las siguientes tablas:

Materiales					
Nº	Concepto	Fabricante	Cantidad	Precio Unitario (€)	Precio Total (€)
1	Panel Solar AC-340M	Axitec	5.304	225	1.193.400
2	Inversor PVS800-057-0250KW	ABB	6	60.000	360.000
3	Pack 17 Soportes FV915XL	SunferEnergy	312	706	220.272
4	Suelo		23.791,25	107,13437	2.548.860,58
5	Cableado, interruptores y protecciones (10%)				155.340
6	Obra Civil				60.000
<b>TOTAL</b>					<b>4.537.872,58</b>

Tabla 6-1. Presupuesto de Materiales

Mano de obra				
Nº	Concepto	Horas	Coste/Hora (€)	Coste Total (€)
1	Ingeniería	200	40	8.000
<b>TOTAL</b>				<b>8.000</b>

Tabla 6-2. Presupuesto de mano de obra

Concepto	Coste Total (€)
Materiales	4.537.872,58
Mano de obra	8.000
<b>TOTAL</b>	<b>4.545.872,58</b>

Tabla 6-3. Presupuesto de ejecución material.

Concepto	Coste Total (€)
Ejecución Material	4.545.872,58
Gastos generales (15%) [13]	590.963,44
Beneficio Industrial (6%) [13]	272.752,35
SUBTOTAL	5.409.588,38
IVA (21%)	1.136.013,56
<b>TOTAL</b>	<b>6.545.601,94</b>

Tabla 6-4. Presupuesto Final.

## 7 AMORTIZACIÓN

---

En este apartado se ha realizado el estudio de la amortización en base al precio medio de mercado, cuyo valor para mayo del 2017 es de 0,151839 €/kWh. Además, consideramos un incremento del IPC del 1,9% anual [14].

Para el estudio de la amortización de la energía solar fotovoltaica, se supone que toda la inversión, detallada en el capítulo 5, se realiza durante el primer año. Además, los datos de la evolución de la producción anual se han tomado del apartado 3 del capítulo 4.

Como se puede ver en la Tabla 7-1 se empezarán a generar beneficios a partir del duodécimo año y finalmente, a lo largo de los 25 años que se consideran en el estudio se obtendrán unos beneficios netos de 8.716.932,82 €, los cuales están algo sobredimensionados, pues el precio de la luz no se estima que evolucione linealmente junto al IPC. Los beneficios son algo menores a los calculados en el apartado 5 del capítulo 4, siendo rentable la instalación a partir del séptimo año, pues en el capítulo 5, se ha tenido únicamente como superficie de la instalación la suma total del área de todos los módulos fotovoltaicos, sin considerar pérdidas por sombras o un mínimo de distancias entre ellas.

Año	Degradación de la potencia (%)	Producción Anual (kWh)	Evolución Precio Luz (€/kWh)	Beneficios (€)
1	97,8	3.396.590,2	0,151839	-6.029.867,08
2	97,3	3.379.082,0	0,154724	-5.507.042,20
3	96,8	3.361.664,1	0,157664	-4.977.029,81
4	96,3	3.344.335,9	0,160659	-4.439.731,13
5	95,8	3.327.097,0	0,163712	-3.895.045,98
6	95,3	3.309.947,1	0,166822	-3.342.872,80
7	94,8	3.292.885,5	0,169992	-2.783.108,66
8	94,3	3.275.911,8	0,173222	-2.215.649,23
9	93,8	3.259.025,7	0,176513	-1.640.388,68
10	93,3	3.242.226,6	0,179867	-1.057.219,78
11	92,8	3.225.514,1	0,183284	-466.033,80
12	92,3	3.208.887,7	0,186767	133.279,44
13	91,8	3.192.347,1	0,190315	740.831,71
14	91,3	3.175.891,7	0,193931	1.356.736,26
15	90,8	3.159.521,1	0,197616	1.981.107,91
16	90,3	3.143.234,9	0,201371	2.614.063,05
17	89,8	3.127.032,7	0,205197	3.255.719,70
18	89,3	3.110.913,9	0,209095	3.906.197,46
19	88,8	3.094.878,3	0,213068	4.565.617,63
20	88,3	3.078.925,3	0,217117	5.234.103,12
21	87,8	3.063.054,6	0,221242	5.911.778,57
22	87,3	3.047.265,6	0,225445	6.598.770,29
23	86,8	3.031.558,1	0,229729	7.295.206,40
24	86,3	3.015.931,5	0,234094	8.001.216,71
25	85,8	3.000.385,4	0,238541	8.716.932,82

Tabla 7-1. Amortización.



## 8 CONCLUSIÓN

---

La competitividad a nivel económico de las energías renovables frente a las convencionales va aumentando debido a que los costes se reducirán a medio y largo plazo, y aumentarán los costes de generación de las energías convencionales debido al aumento del precio de los combustibles fósiles.

La eólica prácticamente ya ha alcanzado su paridad de coste de generación con el de compra, *Grid Parity*, y la fotovoltaica, a más largo plazo, también será competitiva sin necesidad de estar incentivada por ayudas. En este estudio puede comprobarse que, tras la inversión inicial, el proyecto se hace rentable a partir de los 12 años de funcionamiento, lo que lo convierte en un gran incentivo para fomentar el uso de energías renovables.

Un ejemplo de que las energías renovables son cada vez una alternativa más factible en el sector aeronáutico es la aparición de los aeropuertos verdes, ejemplo de ellos son el Aeropuerto Internacional de Cochin, el primero del mundo en alimentarse completamente desde su instalación de placas fotovoltaicas, y el Aeropuerto Internacional de Denver. Estos son dos ejemplos, pero en el mundo existen muchos más, especialmente en aeropuertos más pequeños.

Sin embargo, en España desde septiembre de 2008 la instalación de plantas fotovoltaicas en España ha caído debido a las trabas que ha ido imponiendo el Estado en materia de legislación. En la actualidad, el acceso a la red eléctrica en España requiere distintos permisos de la administración y de la compañía eléctrica que opera en la zona. La compañía tiene obligación de dar punto de conexión a la red eléctrica, pero el papeleo y la reticencia de las eléctricas están frenando el impulso de la energía solar fotovoltaica en nuestro país.

Estas dificultades quedan reflejadas en el RD 900/2015 que establece “la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de consumidores”, es decir, el Estado pretende cobrar impuesto sobre la energía vertida a red consecuencia de los excesos de producción. Las distribuidoras deberían ser las entidades recaudadoras, las cuales no disponen de capacidades para hacerlo, ergo obligan a las instalaciones a asegurar un vertido nulo a red, desaprovechando una posible producción de energía sostenible para el sistema. A esto se le conoce como “el impuesto al Sol”.

El futuro de la energía pasará necesariamente por el desarrollo de las energías renovables en general y de la fotovoltaica en particular, especialmente en España, ya que gozamos de una privilegiada posición geográfica con elevados niveles de irradiación durante la mayor parte del año en la práctica totalidad del territorio, lo que hace una fuente de energía especialmente atractiva. Con un marco regulatorio mínimamente sensato, el sector fotovoltaico debería tener un futuro espléndido.

Aunque los combustibles fósiles siguen manteniéndose los primeros en la lista como fuentes para la generación de electricidad, nadie puede obviar que, con las nuevas tecnologías, las energías renovables son imparables y son el futuro de cualquier país.

Como ya dijo Thomas Edison: *“I’d put my money on the sun and solar energy. What a source of power! I hope we don’t have to wait until oil and coal run out before we tackle that. I wish I had more years left”* (“Me gustaría poner mi dinero en el sol y la energía solar. ¡Qué fuente de energía! Espero que no tengamos que esperar hasta que el petróleo y el carbón se agoten para abordarlo. Ojalá me quedaran más años”). [15]



# REFERENCIAS

---

- [1] «Energías Renovadas,» [En línea]. Available: <https://energiasrenovadas.com/aeropuertos-con-energias-renovables/>.
- [2] [En línea]. Available: [http://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES-UPM/Portada/2017\\_01\\_17%20datos%20fotovoltaica%20en%20Espa%C3%B1a.pdf](http://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES-UPM/Portada/2017_01_17%20datos%20fotovoltaica%20en%20Espa%C3%B1a.pdf).
- [3] «Diario Renovables,» [En línea]. Available: <http://www.diariorenovables.com/2017/01/la-fotovoltaica-sigue-estancada-en-espana.html>.
- [4] «JRC,» [En línea]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eur.htm>.
- [5] Plan Director del Aeropuerto de Sevilla.
- [6] «Google Maps Area Calculator Tool,» [En línea]. Available: <https://www.daftlogic.com/projects-google-maps-area-calculator-tool.htm>.
- [7] «Meteoblue,» [En línea]. Available: [https://www.meteoblue.com/es/tiempo/pronostico/archive/sevilla\\_esp%C3%B1a\\_2510911](https://www.meteoblue.com/es/tiempo/pronostico/archive/sevilla_esp%C3%B1a_2510911).
- [8] «Agencia Andaluza de la energía,» [En línea]. Available: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/Radiacion/radiacion1.php>.
- [9] «Free Clean Solar,» [En línea]. Available: <http://www.freecleansolar.com/>.
- [10] «Tasa Urbano,» [En línea]. Available: <http://tasarurbano.com/precio-solar/>.
- [11] «Teknosolar,» [En línea]. Available: <https://www.teknosolar.com/estructura-soporte-placas-solares-72-celulas-para-suelo-regulable-fv915xl>.
- [12] «Meteo Sevilla,» [En línea]. Available: [http://www.meteosevilla.com/datos\\_historicos\\_1ano.html](http://www.meteosevilla.com/datos_historicos_1ano.html).
- [13] «Artículo 131 "Presupuesto de ejecución material y presupuesto base de licitación" del Real Decreto 1098/2001».
- [14] «Blog Bankinter,» [En línea]. Available: <https://blog.bankinter.com/economia/-/noticia/2016/0/5/espana-2016-2017>.
- [15] «Aertec Solution,» [En línea]. Available: <http://www.aertecsolutions.com/2017/03/20/energia-fotovoltaica-en-aeropuertos/>.
- [16] «MeteoSevilla,» [En línea]. Available: [http://www.meteosevilla.com/datos\\_historicos\\_1ano.html](http://www.meteosevilla.com/datos_historicos_1ano.html).



# ANEXO A. CONSUMO AEROPUERTO DE SEVILLA



## INFORME ENERGÍA ELÉCTRICA AEROPUERTOS ABR-16

Departamento de Suministro Energético

### ANÁLISIS DE GASTO Y PREVISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. AEROPUERTO DE SEVILLA

Lote	CUPS	Dato	Centro	Código	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	Total acumulado abr-16
4	ES0031101501637001V	Previsión consumo (kWh)	Sevilla	SVQ	1.188.552	972.696	909.533	955.589	1.168.095	1.257.860	1.535.909	1.422.255	1.316.103	1.147.851	918.344	1.122.111	4.026.371
4	ES0031101501637001V	Consumo real (kWh)	Sevilla	SVQ	1.119.229	1.010.268	1.025.972	954.138									4.109.607
		TOTAL PREVISIÓN CONSUMO			1.188.552	972.696	909.533	955.589	1.168.095	1.257.860	1.535.909	1.422.255	1.316.103	1.147.851	918.344	1.122.111	4.026.371
		TOTAL CONSUMO REAL			1.119.229	1.010.268	1.025.972	954.138									4.109.607
		DESIACCIÓN PREVISIÓN %			-5,83%	3,86%	12,80%	-0,15%									2,07%
		VARIACIÓN MENSUAL VS MES ANTERIOR %			-	-9,74%	1,55%	-7,00%									
4	ES0031101501637001V	P.O. Comercializadora	Sevilla	SVQ	84.810,25 €	69.413,69 €	63.128,39 €	66.128,02 €	77.599,12 €	84.555,23 €	105.461,95 €	91.460,94 €	87.233,42 €	78.878,07 €	64.212,74 €	80.684,54 €	283.480,55 €
4	ES0031101501637001V	Gasto Comercializadora	Sevilla	SVQ	75.790,56 €	68.740,07 €	67.858,00 €	62.290,71 €									274.679,34 €
1	ES0031101501637001V	P.O. Distribuidora	Sevilla	SVQ	36.940,17 €	34.713,54 €	26.166,49 €	24.483,64 €	24.889,35 €	35.716,07 €	55.346,62 €	24.823,31 €	30.853,21 €	25.085,40 €	26.092,31 €	36.136,75 €	122.252,84 €
1	ES0031101501637001V	Gasto Distribuidora	Sevilla	SVQ	35.503,47 €	34.030,28 €	27.089,56 €	23.976,53 €									120.599,84 €
6	P.O. Baja Tensión	P.O. Comercializadora	Sevilla	SVQ	86,25 €	86,25 €	86,25 €	86,25 €	86,25 €	86,25 €	86,25 €	86,25 €	86,25 €	86,25 €	86,25 €	86,25 €	345,00 €
6	Certificación Baja Tensión	Gasto Comercializadora	Sevilla	SVQ	125,57 €			129,28 €									254,85 €
		TOTAL PRESUPUESTO OPERATIVO			121.836,67 €	104.213,48 €	89.381,33 €	90.646,91 €	102.668,72 €	120.357,55 €	160.894,82 €	116.370,50 €	118.172,88 €	104.049,72 €	90.391,30 €	116.907,54 €	406.078,39 €
		TOTAL GASTO ELÉCTRICO			111.294,03 €	102.895,92 €	94.947,56 €	86.396,52 €									395.534,03 €
		DESIACCIÓN PRESUPUESTO OPERATIVO %			-8,65%	-1,26%	6,23%	-4,89%									-7,60%
		VARIACIÓN MENSUAL VS MES ANTERIOR %			-	-7,55%	-7,72%	-9,01%									
		COSTE PROMEDIO AT Cent€/kWh			9,94	10,17	9,25	9,04									9,62

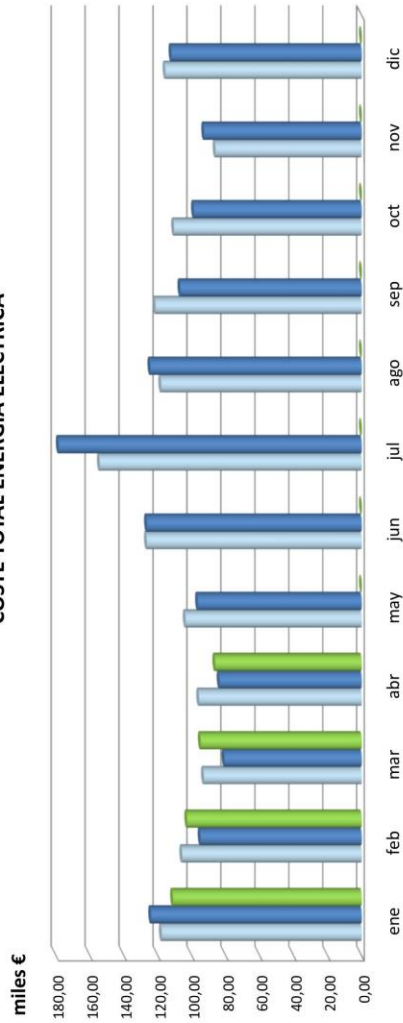
### Anexo Baja Tensión

Lote	CUPS	Dato	Centro	Código	ene-16	feb-16	mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	Total acumulado abr-16
6	ES003110234741001RGOF	Gasto Comercializadora	Sevilla	SVQ	125,57 €			129,28 €									254,85 €
6	ES003110234741001RGOF	Consumo real (kWh)	Sevilla	SVQ	781			813									1.594

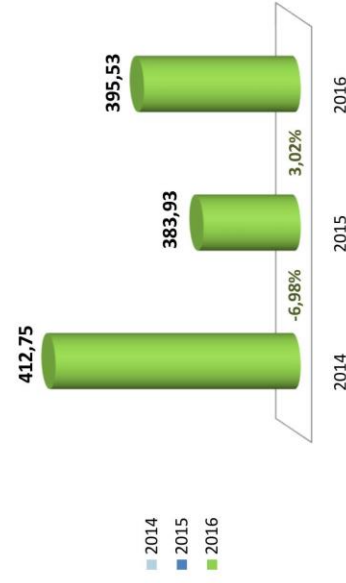
Departamento de Suministro Energético **aena**  
**INFORME ENERGÍA ELÉCTRICA AEROPUERTOS ABR-16**  
**ANÁLISIS DE COSTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA. AEROPUERTO DE SEVILLA**

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total acumulado abr
Año 2014 (miles €)	117,92	105,85	93,09	95,90	103,82	126,69	154,43	118,23	121,54	110,66	86,24	115,72	412,75
Año 2015 (miles €)	124,16	95,04	80,90	83,83	96,60	126,65	178,60	124,61	106,92	98,94	92,93	112,20	383,93
Año 2016 (miles €)	111,29	102,90	94,95	86,40									395,53
Variación vs año anterior %	-10,4%	8,3%	17,4%	3,1%									3,0%

**COSTE TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA**



**Coste Energía Eléctrica Acumulado ene-abr (miles €)**



**Coste promedio Energía Eléctrica Acumulado ene-mar (€/pasajero)**



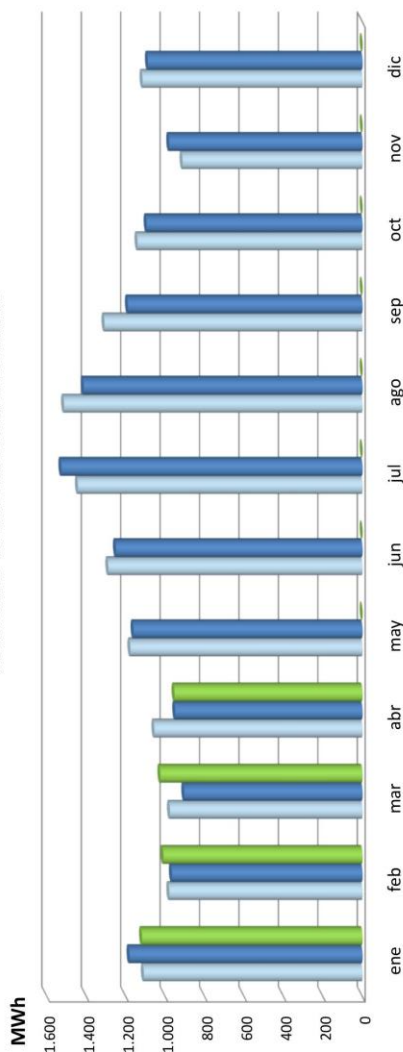
**Coste promedio Energía Eléctrica Acumulado ene-abr (€/m2)**





	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total acumulado abr
<b>Total</b>	1.110	981	978	1.057	1.178	1.290	1.444	1.515	1.310	1.142	914	1.117	4.125
Año 2014 (MWh)	1.183	968	905	951	1.162	1.252	1.528	1.415	1.191	1.096	981	1.089	4.006
Año 2015 (MWh)	1.119	1.010	1.026	954									4.110
Año 2016 (MWh)	-5,4%	4,4%	13,4%	0,3%									2,6%
Variación vs año anterior %													

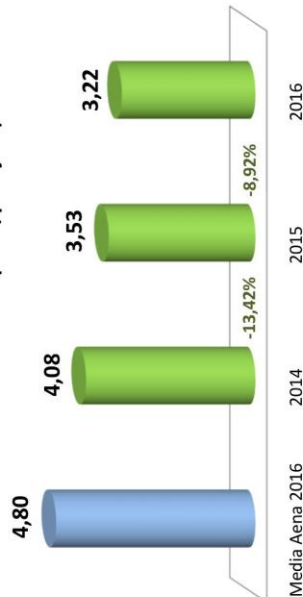
**CONSUMO TOTAL ENERGÍA ELÉCTRICA**



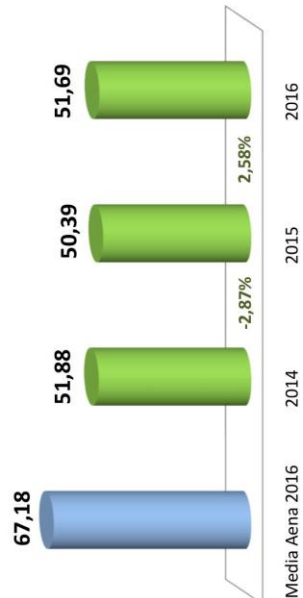
**Consumo Energía Eléctrica Acumulado ene-abr (MWh)**



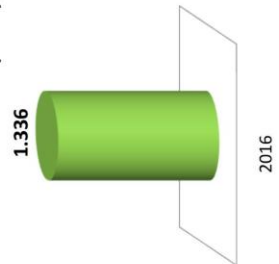
**Consumo promedio Energía Eléctrica Acumulado ene-mar (kWh/pasajero)**



**Consumo promedio Energía Eléctrica Acumulado ene-abr (kWh/m2)**



**Emisiones de CO2 asociadas al consumo eléctrico Acumulado ene-abr (tCO2)**







## ANEXO B. EVOLUCIÓN DEL RENDIMIENTO

AÑO	AX 340	AX 310	AX 280	AX 260	TRI 340	TRI 310	TRI 280	TRI 260
1	17,52	15,98	17,10	15,90	16,20	16,00	17,10	15,90
2	17,43	15,90	17,01	15,82	16,08	15,88	16,98	15,79
3	17,34	15,82	16,92	15,74	15,97	15,77	16,85	15,67
4	17,25	15,73	16,84	15,66	15,85	15,66	16,73	15,56
5	17,16	15,65	16,75	15,57	15,74	15,54	16,61	15,45
6	17,07	15,57	16,66	15,49	15,62	15,43	16,49	15,33
7	16,99	15,49	16,58	15,41	15,51	15,32	16,37	15,22
8	16,90	15,41	16,49	15,34	15,40	15,21	16,25	15,11
9	16,81	15,33	16,41	15,26	15,29	15,10	16,14	15,00
10	16,72	15,25	16,32	15,18	15,18	14,99	16,02	14,90
11	16,64	15,18	16,24	15,10	15,07	14,88	15,91	14,79
12	16,55	15,10	16,16	15,02	14,96	14,77	15,79	14,68
13	16,47	15,02	16,07	14,94	14,85	14,67	15,68	14,58
14	16,38	14,94	15,99	14,87	14,74	14,56	15,56	14,47
15	16,30	14,86	15,91	14,79	14,64	14,46	15,45	14,37
16	16,21	14,79	15,82	14,71	14,53	14,35	15,34	14,26
17	16,13	14,71	15,74	14,64	14,43	14,25	15,23	14,16
18	16,05	14,64	15,66	14,56	14,32	14,15	15,12	14,06
19	15,96	14,56	15,58	14,49	14,22	14,04	15,01	13,96
20	15,88	14,49	15,50	14,41	14,12	13,94	14,90	13,86
21	15,80	14,41	15,42	14,34	14,02	13,84	14,79	13,76
22	15,72	14,34	15,34	14,26	13,91	13,74	14,69	13,66
23	15,64	14,26	15,26	14,19	13,81	13,64	14,58	13,56
24	15,56	14,19	15,18	14,12	13,71	13,54	14,48	13,46
25	15,48	14,12	15,11	14,05	13,62	13,45	14,37	13,36



# ANEXO C. HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

## Módulo Fotovoltaico



AC-330M/156-72S  
 AC-335M/156-72S  
 AC-340M/156-72S  
 AC-345M/156-72S  
 AC-350M/156-72S

www.axitecsolar.us

**AXITEC**<sup>®</sup>  
 high quality german solar brand

### AXIpremium

72 cell monocrystalline  
 High performance photovoltaic module



German engineered – made for America



12 years manufacturer's warranty  
 Two more years than industry standard



Highest performance due to specifically selected technologies and materials



Positive power tolerance from 0-5 Wp  
 Higher guaranteed yield



Snow load of up to 50 psf  
 Stable module for a long life in extreme conditions



100 % electroluminescence inspection  
 Micro crack and hotspot free modules



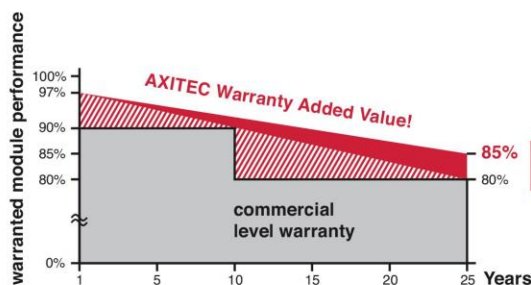
High quality junction box and connector system for a longer life time



Fig. similar 72M156USA161206A

#### Exclusive linear AXITEC high performance guarantee!

- 15 years manufacturer's guarantee on 90 % of the nominal performance
- 25 years manufacturer's guarantee on 85 % of the nominal performance



Intertek

Module Fire Performance:  
 TYPE 1 (UL 1703)  
 CLASS C (IEC61730)



www.axitecsolar.us



Distributed by:

**Electrical data** (at standard conditions (STC) irradiance 1000 watt/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 at a cell temperature of 25°C)

Type	Nominal output P <sub>mp</sub>	Nominal voltage U <sub>mp</sub>	Nominal current I <sub>mp</sub>	Short circuit current I <sub>sc</sub>	Open circuit voltage U <sub>oc</sub>	Module conversion efficiency
AC-330M/156-72S	330 Wp	37.70 V	8.77 A	9.28 A	46.20 V	17.01 %
AC-335M/156-72S	335 Wp	37.90 V	8.85 A	9.29 A	46.40 V	17.26 %
AC-340M/156-72S	340 Wp	38.00 V	8.95 A	9.40 A	46.50 V	17.52 %
AC-345M/156-72S	345 Wp	38.10 V	9.06 A	9.48 A	46.60 V	17.70 %
AC-350M/156-72S	350 Wp	38.20 V	9.16 A	9.56 A	46.70 V	17.90 %

**Design**

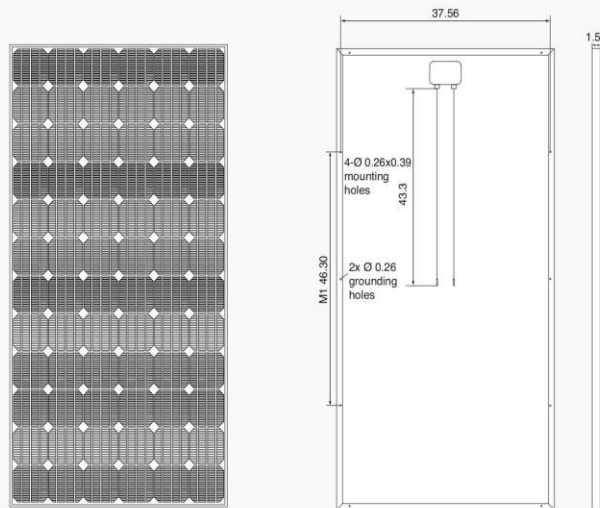
Frontside	0.13 inch (3.2 mm) hardened, low-reflection white glass
Cells	72 monocrystalline high efficiency cells 6 inch (156 x 156 mm)
Backside	Composite film
Frame	1.57 inch (40 mm) silver anodized aluminium frame

**Mechanical data**

L x W x H	77.01 x 39.06 x 1.57 inch (1956 x 992 x 40 mm)
Weight	50.7 lbs (23 kg) with frame

**Power connection**

Socket	Protection Class IP67 (3 bypass diodes)
Wire	43.3 inch, AWG 11
Plug-in system	Plug/socket IP67



All dimensions in inch

**Limit values**

System voltage	1000 VDC (UL) 1000 VDC (IEC)
NOCT (nominal operating cell temperature)*	45°C +/-2K
Max. load-carrying capacity	50 PSF
Reverse current feed IR	15.0 A
Permissible operating temperature	-40°C to 85°C / -40F to 185F

(No external voltages greater than V<sub>o</sub> may be applied to the module)

\* NOCT, irradiance 800 W/m<sup>2</sup>; AM 1,5; wind speed 1 m/s; Temperature 20°C

**Temperature coefficients**

Voltage U <sub>oc</sub>	-0.30 %/K
Current I <sub>sc</sub>	0.04 %/K
Output P <sub>mp</sub>	-0.40 %/K

**Low-light performance** (Example for AC-300M/156-72S)

I-U characteristic curve	Current I <sub>pp</sub>	Voltage U <sub>pp</sub>
200 W/m <sup>2</sup>	1.69 A	34.55 V
400 W/m <sup>2</sup>	3.30 A	35.42 V
600 W/m <sup>2</sup>	4.93 A	35.70 V
800 W/m <sup>2</sup>	6.48 A	36.21 V
1000 W/m <sup>2</sup>	8.18 A	36.73 V

**Packaging**

Module pieces per pallet	25
Module pieces per HC-container	550

Technical data are subject to change without prior notice, errors excepted.

The measurement tolerances are +/-3%

## Inversor

Inversores solares

Inversores centrales ABB

PVS800

100 kW a 630 kW



Los inversores solares centrales ABB elevan la fiabilidad, eficiencia y facilidad de instalación hasta un nuevo nivel. Estos inversores están dirigidos a integradores de sistemas y usuarios finales que precisen inversores solares de alto rendimiento para plantas de energía fotovoltaica de gran superficie y para edificios industriales y comerciales. Los inversores, disponibles con potencias de entre 100 y 630 kW, están optimizados para centrales eléctricas rentables de varios megavatios.

### Plataforma de inductor líder del mercado

Los inversores solares ABB han sido desarrollados sobre la base de décadas de experiencia en la industria y una probada plataforma tecnológica. La experiencia práctica incomparable de nuestra empresa, líder tecnológico y del mercado mundial en convertidores de CA y CC de velocidad variable, es el sello de la nueva gama de inversores solares.

Los inversores, basados en la exitosa plataforma de convertidores industriales de ABB – los convertidores industriales más utilizados en el mercado – son la forma más eficiente y rentable de convertir la corriente continua generada por los módulos solares en corriente alterna de alta calidad, sin generación de CO<sub>2</sub> y lista para ser inyectada en la red.

### Inversores solares de ABB

Los inversores centrales ABB son idóneos para instalaciones fotovoltaicas a gran escala y centrales eléctricas de tamaño medio instaladas en edificios comerciales o industriales. Gracias a su alto rendimiento, componentes contrastados, un diseño compacto y modular y un conjunto de servicios durante todo el ciclo de vida del producto, los inversores centrales ABB garantizan un retorno rápido de la inversión.

### Principales características

- Alta eficiencia y elevada vida útil
- Diseño modular y compacto
- Amplia protección de los lados de CC y CA
- Compensación del factor de potencia como estándar
- Instalación rápida y sencilla
- Gama completa de opciones para la transmisión de datos de tipo industrial, incluida la monitorización remota
- Servicio durante el ciclo de vida del producto a través de la amplia red de servicio global de ABB

Power and productivity  
for a better world™





## Inversores centrales ABB

### Máxima energía e ingresos por inyección a la red

Los inversores centrales ABB hacen gala de un alto rendimiento. Con un control optimizado y preciso del sistema y un algoritmo de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT), se asegura que los módulos solares entreguen la máxima cantidad de energía a la red eléctrica. Esto hace que los usuarios finales obtengan los máximos ingresos posibles por la inyección subvencionada a red, una posibilidad que ofrecen ya muchos países.

### Componentes ABB contrastados

Los inversores están provistos de componentes ABB contrastados, con un expediente intachable por su excelente rendimiento en aplicaciones exigentes y entornos duros. Estos inversores, dotados de una amplia protección eléctrica y mecánica, se han diseñado para proporcionar una vida útil prolongada y fiable durante un mínimo de 20 años.

### Diseño compacto y modular

Los inversores se han diseñado pensando en una instalación rápida y sencilla. El diseño industrial y la plataforma modular ofrecen una amplia gama de opciones, como la monitorización remota, la conexión del bus de campo y los armarios de CC integrados. Los tiempos de entrega de los inversores, fabricados a medida y configurados conforme a las necesidades de los usuarios, son reducidos.

### Conectividad efectiva

Los inversores centrales ABB forman parte de una gama de inversores solares sin transformador que permite a los integradores de sistemas diseñar la central eléctrica combinando inversores de distintos tamaños y la conexión adecuada a la red.

En ciertas condiciones, la topología de los inversores centrales ABB permiten una conexión directa en paralelo en el lado CA, permitiendo que la energía eléctrica sea suministrada a la red a través de un solo

transformador. Esto evita la necesidad de que cada inversor deba de tener su propio transformador, ahorrándose así en costes y espacio. Sin embargo, en sistemas donde deba conectarse a tierra el lado CC, se requiere siempre un transformador o un devanado del secundario dedicados para cada inversor.



### Datos técnicos y tipos

Código de tipo	PVS800 -57-0100kW-A	PVS800 -57-0250kW-A	PVS800 -57-0315kW-B	PVS800 -57-0500kW-A	PVS800 -57-0630kW-B
	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW
<b>Entrada (CC)</b>					
Potencia FV máx. recomendada ( $P_{FV, máx}$ ) <sup>1)</sup>	120 kW <sub>p</sub>	300 kW <sub>p</sub>	378 kW <sub>p</sub>	600 kW <sub>p</sub>	756 kW <sub>p</sub>
Rango de tensión CC, mpp ( $U_{CC}$ )	450 a 825 V	450 a 825 V	525 a 825 V	450 a 825 V	525 a 825 V
Tensión CC máx. ( $U_{CC, máx}$ )	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
Intensidad CC máx. ( $I_{CC, máx}$ )	245 A	600 A	615 A	1145 A	1240 A
Rizado de tensión	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Número de entradas CC protegidas (paralelo)	1 (+/-) / 4 <sup>2)</sup>	2, 4, 8 (+/-) / 8 <sup>2)</sup>	2, 4, 8 (+/-)	4, 8, 12 (+/-) / 16 <sup>2)</sup>	4, 8, 12 (+/-)
<b>Salida (CA)</b>					
Potencia de salida CA nominal ( $P_{CA, nom}$ )	100 kW	250 kW	315 kW <sup>3)</sup>	500 kW	630 kW <sup>3)</sup>
Intensidad nominal CA ( $I_{CA, nom}$ )	195 A	485 A	520 A	965 A	1040 A
Tensión nominal ( $U_{CA, nom}$ ) <sup>4)</sup>	300 V	300 V	350 V	300 V	350 V
Frecuencia de salida ( $f_{CA}$ )	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Distorsión armónica de la intensidad de red <sup>5)</sup>	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Compensación del factor de potencia (cos $\phi$ )	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Estructura de la red <sup>6)</sup>	TN e IT	TN e IT	TN e IT	TN e IT	TN e IT
<b>Rendimiento</b>					
Rendimiento máx. <sup>7)</sup>	98,0%	98,0%	98,6%	98,6%	98,6%
Euro-eta <sup>7)</sup>	97,5%	97,6%	98,3%	98,2%	98,4%
<b>Consumo de energía</b>					
Consumo propio en funcionamiento	< 350 W	< 350 W	< 350 W	< 550 W	< 550 W
Consumo en modo de espera	60 W	60 W	60 W	70 W	70 W
Tensión auxiliar externa <sup>8)</sup>	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz	230 V, 50 Hz
<b>Dimensiones y peso</b>					
Anchura/Altura/Profundidad, mm (An/Al / P)	1030/2130/646 <sup>9)</sup>	1830/2130/646 <sup>9)</sup>	1830/2130/646 <sup>9)</sup>	2630/2130/646 <sup>9)</sup>	2630/2130/646 <sup>9)</sup>
Peso aprox. <sup>9)</sup>	550 kg	1100 kg	1100 kg	1800 kg	1800 kg

<sup>1)</sup> El inversor limita la potencia a un valor seguro

<sup>2)</sup> Entradas MCB de 80 A opcionales

<sup>3)</sup> Hasta un 10% de capacidad de sobrecarga a bajas temperaturas. Máximo 110% a 25 °C. Para más detalles consulte el manual del usuario.

<sup>4)</sup> Tensión de red (+/- 10%)

<sup>5)</sup> A potencia nominal

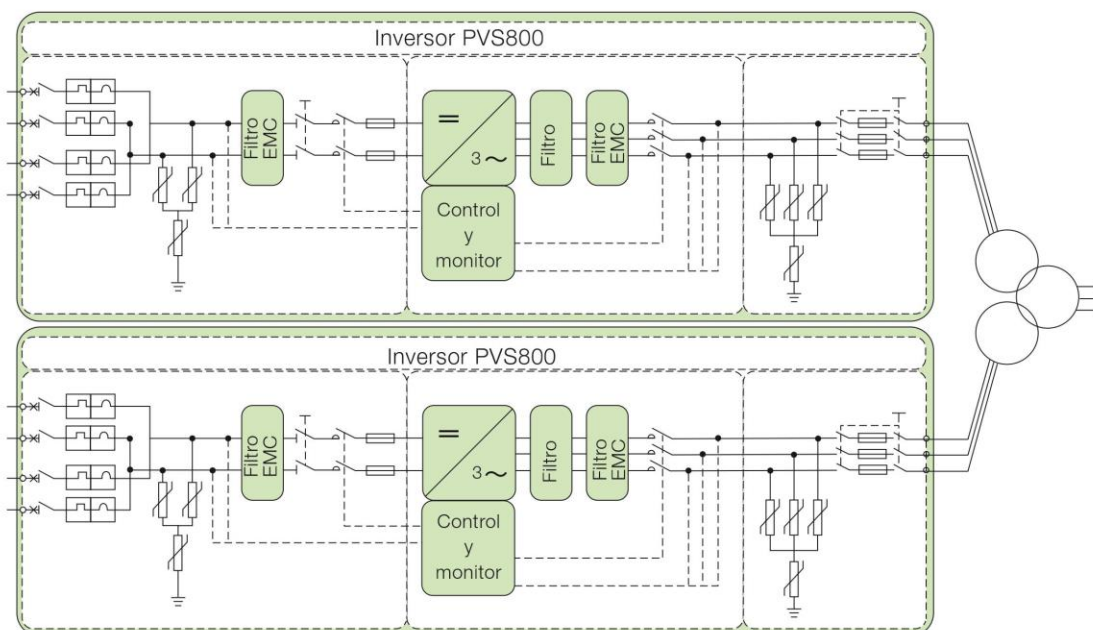
<sup>6)</sup> En el lado del inversor es necesaria red tipo IT

<sup>7)</sup> Rendimiento sin consumo auxiliar a min  $U_{CC}$

<sup>8)</sup> Opcional a 115 V y 60 Hz

<sup>9)</sup> Para el caso del mínimo número de entradas de CC posibles. Para más detalles consulte el manual del usuario

Diseño y conexión a la red del inversor central ABB



Código de tipo	PVS800 -57-0100kW-A	PVS800 -57-0250kW-A	PVS800 -57-0315kW-B	PVS800 -57-0500kW-A	PVS800 -57-0630kW-B
	100 kW	250 kW	315 kW	500 kW	630 kW
<b>Límites ambientales</b>					
Categoría de protección	IP42	IP42	IP42	IP42	IP42
Rango de temperatura ambiente (potencia nominal) <sup>10)</sup>	-15 °C a +40 °C	-15 °C a +40 °C	-15 °C a +45 °C	-15 °C a +40 °C	-15 °C a +45 °C
Temperatura ambiente máxima <sup>11)</sup>	+50 °C	+50 °C	+55 °C	+50 °C	+55 °C
Humedad relativa (sin condensación)	15% a 95%	15% a 95%	15% a 95%	15% a 95%	15% a 95%
Altitud máxima sobre el nivel del mar <sup>12)</sup>	2000 m	2000 m	2000 m	2000 m	2000 m
Nivel máximo de ruido	75 dBA	75 dBA <sup>13)</sup>	75 dBA <sup>13)</sup>	75 dBA <sup>13)</sup>	75 dBA <sup>13)</sup>
Máximo flujo de aire de la sección del inversor	1100 m³/h	1680 m³/h	1680 m³/h	3360 m³/h	3360 m³/h
<b>Protección</b>					
Monitorización contra defecto a tierra <sup>14)</sup>	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Monitorización de red	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección anti-isla	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Polaridad inversa de CC	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección contra cortocircuito y sobretensión de CC y CA	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección contra sobretensión y sobretensión de CC y CA	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
<b>Interfaz de usuario y comunicaciones</b>					
Interfaz local de usuario	Panel de control local ABB				
Entradas/Salidas analógicas	1/2	1/2	1/2	1/2	1/2
Entradas Digitales/Relé de salida	3/1	3/1	3/1	3/1	3/1
Conectividad de bus de campo	Modbus, PROFIBUS, Ethernet				
<b>Cumplimiento de normativas del producto</b>					
Seguridad y CEM	Conformidad CE de acuerdo con las Directivas de Baja Tensión y de CEM				
Certificaciones	VDE, CEI, UNE, RD, EDF, Golden Sun, BDEW				
Soporte de red	Compensación de la potencia reactiva, reducción de potencia, ajuste frente a huecos de tensión				

<sup>10)</sup> No se permite escarcha. Puede requerirse calefacción del armario.

<sup>11)</sup> Derrateo de potencia por encima de los 40 °C/45 °C

<sup>12)</sup> Derrateo de potencia por encima de los 1000 m. Por encima de 2000 m es necesario requisitos especiales

<sup>13)</sup> A potencia parcial típicamente <70 dBA

<sup>14)</sup> Opcional

## Soporte

Artículo nº FV915

### Capacidad

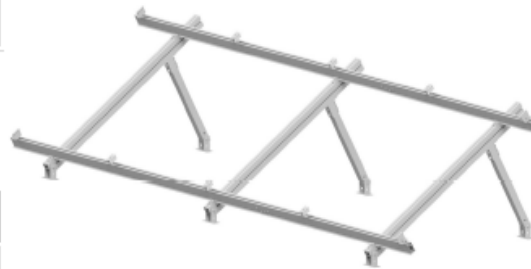
De 1 a 20 módulos fotovoltaicos|  
 Dispuestos en 1 fila en vertical

### Inclinación del módulo

Estándar 25°- 30°- 35° regulable  
 Disponible bajo pedido hasta 60°

### Materiales

Aluminio - EN AW 6005A T6  
 Tornillería - Acero Inoxidable



### Tamaño del módulo

Para módulos de hasta 60 células - FV915  
 Para módulos de hasta 72 células - FV915XL

### Instalaciones recomendadas

Cubiertas de hormigón o suelo



