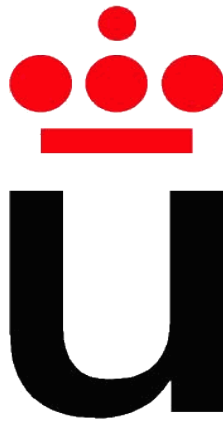


UNIVERSIDAD REY JUAN CARLOS

**Escuela de Ciencias Experimentales y
Tecnología**



Trabajo Fin de Grado:

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED.

Autor: Victoria Torres Pancorbo

Director: Patricia Pizarro de Oro



GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

Trabajo de Fin de Grado

El presente trabajo, titulado “*Instalación fotovoltaica conectada a red*” constituye la memoria correspondiente a la asignatura Trabajo Fin de Grado que presenta D^a. Victoria Torres Pancorbo como parte de su formación para aspirar al título de Graduado en Ingeniería de la Energía. Este trabajo ha sido realizado la Universidad Rey Juan Carlos, bajo la dirección de D^a. Patricia Pizarro de Oro.

Y para que así conste, firmamos el presente certificado en Móstoles a.....de Septiembre de 2013.

Fdo. D^a. Patricia Pizarro de Oro.

Directora del trabajo.

Fdo. D^a. Victoria Torres Pancorbo.

Autora del trabajo.

Tabla de contenido

GLOSARIO.....	4
1. Resumen.....	5
2. Introducción.....	6
2.1. La energía solar.....	6
2.2. El efecto fotoeléctrico y su aplicación en la industria fotovoltaica.....	7
2.3. Las instalaciones fotovoltaicas.....	10
2.4. Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red.....	12
2.5. Situación actual de la energía solar fotovoltaica.....	13
3. Objetivo.....	14
4. Diseño del sistema fotovoltaico. Solución Técnica-Resultados.....	15
4.1. Introducción.....	15
4.2. Antecedente y Propósito del proyecto fotovoltaico.....	15
4.3. Emplazamiento: Ubicación y características.....	15
4.4. Descripción de la instalación.....	17
4.5. Orientación de los paneles.....	17
4.6. Inclinación de los paneles.....	18
4.7. Disposición de los paneles.....	19
4.8. Elección de los paneles.....	20
4.9. Calculo del número de paneles.....	21
4.10. Estructura de montaje.....	22
4.11. Cálculo de las condiciones de operación.....	23
4.12. Cableado.....	28
4.13. Elección del inversor.....	31
4.14. Protecciones.....	33
4.15. Simulación con PV Syst.....	36
5. Estudio energético y económico.....	41
5.1. Balance económico.....	41
5.2. Balance energético.....	46
6. Conclusiones.....	48
7. Bibliografía.....	49
Apéndice.....	51

GLOSARIO.

AC/DC: son las siglas que definen los dos tipos de corriente existentes. La corriente DC o corriente continua es una corriente constante a lo largo del tiempo. Las pilas o baterías funcionan de ese modo, tienen un polo negativo del que sale la corriente hacia el polo positivo cerrando el circuito. Por el contrario, la corriente alterna AC cambia la polaridad del circuito a razón de la frecuencia que lo defina, por lo que el flujo de corriente circula de un lado para otro.

Coordenadas DMS (degree-minute-second): es un tipo de coordenada cartográfica esférica que sirve para definir puntos geográficos sobre una esfera.

Coordenadas UTM: es un tipo de coordenada cartográfica proyectada, en el que se trata de buscar la equivalencia entre un plano y una esfera para definir los puntos que las relacionan.

Corriente de cortocircuito - Icc: ocurre cuando la resistencia que se ofrece al circuito es tan baja que se alcanza una corriente muy alta (considerada infinita), que daña al material conductor al circular por el circuito.

Distribución espectral AM 1,5 G: representa la distribución de la energía radiada en longitudes de onda diferentes en la parte visible del espectro. Cuando es AM 1,5 G es el espectro de referencia para todas las medidas de módulos y células terrestres. Las siglas AM proceden del inglés Air Mass y el valor numérico es una medida del camino óptico que recorren los fotones del sol a la atmósfera.

Potencia pico o potencia DC: es la potencia que hace referencia a la cantidad de kW instalados con paneles fotovoltaicos. Siempre es mayor que la potencia nominal, ya que muy pocas veces se podría dar el caso de una producción del 100 %.

Potencia nominal o potencia AC: es la potencia en kW instalados de los inversores. Siempre es un poco inferior a la potencia pico con el fin de mantener al inversor al máximo posible de su capacidad para que así resulte económicamente más favorecedor.

String: es un término anglosajón cuya traducción es cadena y hace referencia a las diferentes líneas de cableado que salen de un grupo de paneles dispuestos en serie.

Tensión de circuito abierto - Voc: es la tensión que aparece cuando se produce una interrupción en el conductor del circuito que impide la circulación de la corriente eléctrica. Si esta tensión alcanza valores muy altos puede desencadenar en un arco eléctrico.

Vida útil: es el tiempo en servicio que se estima que podrá estar la planta. Para instalaciones fotovoltaicas la vida útil es de aproximadamente 25 años, aunque puede llegar fácilmente a los 30 años.

1. Resumen.

El presente trabajo describe el diseño de una instalación solar fotovoltaica situada en el tejado de una vivienda familiar en una población al suroeste de la comunidad de Madrid con el fin de producir cierta cantidad de energía que será transformada mediante un grupo de inversores y será vertida a la red eléctrica para obtener un beneficio económico con ello.

Para realizar este diseño son fundamentales algunos de los parámetros que han sido calculados, como: localización de la instalación; inclinación y orientación de la instalación respecto de las posiciones del sol a lo largo del día con el fin de obtener los parámetros óptimos; la capacidad de generación de la planta, siendo de 6,2 kWp en DC en la parte de los módulos fotovoltaicos y de 6 kW en AC correspondiente con la potencia de salida AC del inversor; los parámetros de operación de la planta fotovoltaica como intensidad de corriente y voltaje que varían con las desviaciones térmicas y deben ser calculados para poder garantizar el correcto funcionamiento y seguridad de la planta.

Por otro lado se ha hecho un pequeño estudio energético y económico que posibilite saber si con las condiciones actuales del mercado eléctrico es soportable una inversión de este tipo o si habría de reducirse la inversión. Como resultado se ha obtenido una rentabilidad positiva para las antiguas condiciones de tarificación, pero como esas condiciones han cambiado de forma sustancial, podría resultar nefasto seguir invirtiendo en este tipo de proyectos.

En cuanto al aspecto energético es posible inyectar en la red aproximadamente 9000 kWh anualmente, superando en un 90% las necesidades de la vivienda que consume aproximadamente 4.800 kWh al año y pudiendo abastecer a otra vivienda similar con consumos inferiores.

Para dar apoyo a la realización del proyecto se ha usado un software llamado PV Syst, que posibilita hacer un diseño muy preciso de un sistema fotovoltaico y con el que comparar los datos y cálculos realizados a lo largo del proyecto.

2. Introducción.

2.1. La energía solar.

El sol es el astro que ha proporcionado a la Tierra las características que la hacen el lugar idóneo para que se haya desarrollado la vida, gracias a ser el sustento básico para los seres vivos autótrofos, debido a que forman parte de la base de la cadena trófica y permiten el desarrollo del resto de seres vivos del planeta. También es el responsable del origen de la mayoría de formas de energía que conocemos.

De forma directa o indirecta, el sol ha proporcionado energía al ser humano durante toda su historia, ha dado lugar a los combustibles fósiles, (la base principal de nuestro actual sistema energético).

El sol además es causante de la formación de los vientos. Cuando se produce el calentamiento de las diferentes capas de aire del globo terrestre se forman corrientes que poseen energía cinética almacenada que provocan este fenómeno. Por otro lado también influye en la formación de las olas, que son una fuente de obtención de energía en la actualidad.

La energía que genera el sol en forma de radiación, provoca la evaporación de agua en océanos, mares, lagos, etc. siendo el origen del ciclo del agua y dando lugar a la formación de nubes que, al calentarse y enfriarse, provocan precipitaciones formando lagos y ríos de los que se puede aprovechar la energía cinética y potencial acumulada en embalses y pantanos.

La energía solar consiste en la radiación electromagnética emitida por el sol, generada por las reacciones de fusión que se producen en su interior, en las que el hidrógeno se transforma en helio, emitiendo esa energía irradiada. La parte de esa energía que llega a la tierra se llama insolación, siendo aproximadamente de 174 petawatios con un rango del espectro electromagnético en el que destaca el de luz visible, seguido del infrarrojo y, por último, del ultravioleta. De toda esta radiación, aproximadamente una tercera parte es devuelta de nuevo al espacio en forma de reflexión, siendo el resto absorbido por las nubes, los océanos y otros elementos terrestres. La radiación que llega a las capas más cercanas de la superficie terrestre, lo hace en forma de radiación directa y difusa, proporcionando un valor medio de potencia por unidad de superficie, conocido como irradiancia, de aproximadamente 1000 W/m^2 .

La radiación incidente se aprovecha en forma de calor y de luz con diferentes dispositivos, como colectores solares o paneles fotovoltaicos, que pueden transformarla en energía térmica o eléctrica.

La producción de electricidad a partir del sol se puede clasificar en dos métodos:

- Directos: cuando se aprovecha directamente la energía procedente del sol en energía eléctrica.
- Indirectos: en los que el calor procedente del sol aumenta la temperatura de un fluido, que posteriormente es usado para evaporar agua mediante intercambios de calor, con el fin de accionar una turbina y generar energía eléctrica.

2.2. El efecto fotoeléctrico y su aplicación en la industria fotovoltaica.

La transformación de energía luminosa en energía eléctrica se produce gracias al efecto fotovoltaico. Las células solares se fabrican con semiconductores. Los semiconductores son elementos sólidos con una conductividad eléctrica inferior a un material conductor, pero superior a la de un material aislante.

En la industria fotovoltaica, el semiconductor más utilizado es el silicio. Los átomos de silicio tienen una estructura cristalina que se forma a consecuencia de la distribución espacial de sus electrones. La capa de valencia del átomo de silicio está formada por cuatro electrones y al quedar el orbital incompleto, esos electrones se unen mediante enlaces covalentes a los átomos de silicio vecinos, alcanzando el equilibrio químico.

Cuando alguna fuente de calor o de luz interacciona con los átomos del semiconductor se produce una excitación de los electrones de las capas más externas. Si los electrones absorben suficiente energía pueden liberarse del enlace covalente y desprenderse, circulando por la red cristalina y formando un vacante, conocida como hueco, que se comporta como una carga positiva.

La energía necesaria para provocar la ruptura del enlace y generar el electrón-hueco se conoce como energía de enlace o energía umbral. Ésta es característica del material semiconductor y posee un valor constante. En el caso del silicio la energía de enlace es de 1,12 V.

En la figura 1 se muestra cómo los electrones y huecos generados al incidir un haz de luz se mueven de forma aleatoria por la red cristalina y cuando un electrón encuentra un hueco se recombinan desprendiendo la energía que almacenaba el electrón en forma de calor. Este calor no es aprovechable, por lo que se deben separar los electrones y los huecos en diferentes zonas dando lugar a la formación de un campo eléctrico.

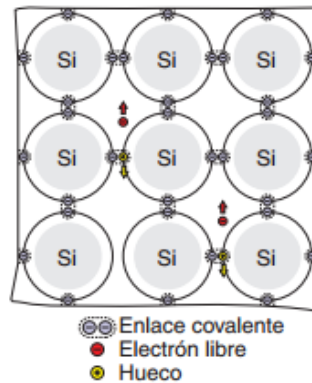


Figura 1. Representación de los enlaces de los átomos de silicio.

La conversión de luz en un campo eléctrico se conoce como efecto fotovoltaico. Y para conseguir mantener esta caída de potencial sin que se recombinen los electrones y los huecos, se recurre a los semiconductores P y N.

Los semiconductores P y N son elementos a los que se les añaden impurezas en su fabricación con fines fotovoltaicos para así modificar el equilibrio químico. Existen dos tipos de impurezas:

- Impurezas pentavalentes. Tipo N: son átomos formados por cinco electrones en su orbital más externo.
- Impurezas trivalentes. Tipo P: son átomos formados por tres electrones en su orbital más externo.

Como se muestra en la figura 2, al introducir impurezas de tipo N, los cinco electrones de la capa más externa entran en la red cristalina, uniéndose con cuatro electrones de silicio, dejando el quinto electrón libre como portador de carga y favoreciendo la conductividad eléctrica.

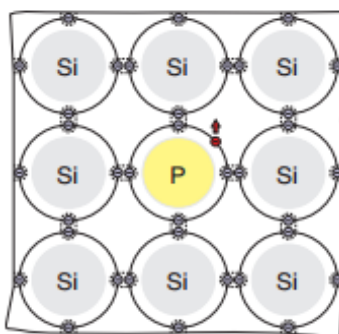


Figura 2. Silicio con impurezas pentavalentes (fósforo). Semiconductor tipo N.

Los tres electrones de la capa más externa, en el caso de las impurezas tipo P, se enlazan con tres electrones del silicio, dejando el cuarto electrón sin enlazar y generando un hueco en la red cristalina que actúa como una carga positiva; en la figura 3 se puede observar un esquema de este modo de enlace.

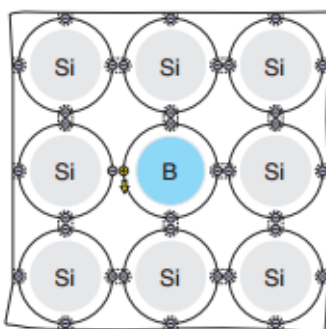


Figura 3. Silicio con impureza trivalente (boro). Semiconductor tipo P.

Cuando a los semiconductores se les dopa con impurezas P y N se forma una unión PN con dos regiones separadas. Esta unión se produce a consecuencia de que los electrones de la zona N van hacia la zona P y se recombinan con los huecos, dejando una barrera que impide el paso de otros electrones hacia los huecos y atrapando las cargas positivas en el lado P y las cargas negativas en el lado N. Este fenómeno genera una diferencia de potencial. Cuando un haz de luz incide sobre la célula se supera la barrera de potencial de la unión PN generando una corriente electrónica que puede ser utilizada por una carga.

La aplicación más importante y representativa del efecto fotoeléctrico son los paneles solares fotovoltaicos. Éstos son una agrupación de células fotovoltaicas formadas por los dos semiconductores - positivo y negativo - en los que al interactuar la energía lumínica se producen cargas positivas y negativas, que dan lugar a la creación de un campo eléctrico en el

que se produce circulación de corriente cuando están conectados a una carga que demanda energía.

Cabe destacar que dependiendo una vez superada la frecuencia umbral, los electrones que son desprendidos de sus átomos adquieren mayor velocidad cuando la frecuencia de la radiación es mayor. Sin embargo, la cantidad de electrones que pueden ser arrancados de sus átomos aumenta a medida que aumenta la intensidad lumínica de ese haz.

A continuación, en la figura 4, se muestra un esquema del funcionamiento de la célula solar:

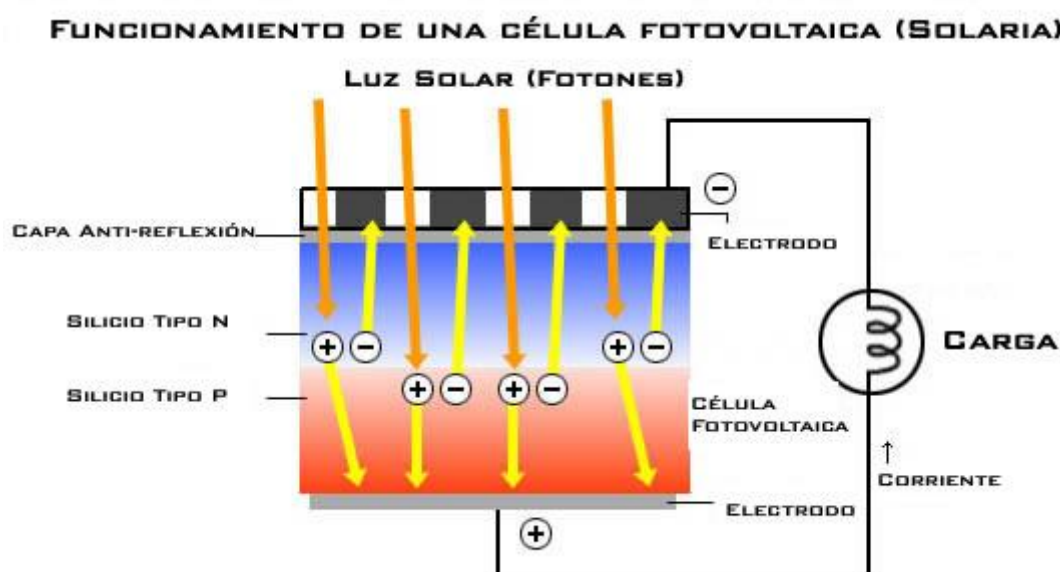


Figura 4. Esquema de una célula solar.

2.3. Las instalaciones fotovoltaicas.

Entre las instalaciones fotovoltaicas se pueden distinguir las instalaciones conectadas a red y las instalaciones aisladas de red (autónomas).

- Aplicaciones autónomas.

Este tipo de instalaciones o dispositivos no poseen ningún tipo de conexión a la red, sino que la producción se destina al lugar donde se encuentran ubicadas.

Hay numerosos tipos de instalaciones y dispositivos dentro de estos sistemas como satélites espaciales, equipos de telecomunicaciones (repetidores, telefonía rural,...),

electrificación de zonas rurales o aisladas, señalización de tráfico, alumbrado público, bombeo de agua, estaciones de socorro,...

- Aplicaciones conectadas a red.

En ellas no se utiliza la energía producida directamente, sino que se vende a un operador en el mercado energético, que se encarga de la gestión de toda la energía producida – en España se encarga OMEL- y se inyecta a la red eléctrica.

En este tipo de instalaciones se pueden distinguir entre las plantas solares fotovoltaicas o huertos solares. Se trata de grandes instalaciones fotovoltaicas ubicadas en un mismo emplazamiento, pertenecientes a un único o a varios propietarios, que producen electricidad con objeto de venderla a las compañías eléctricas. Este modelo tiene la ventaja de permitir realizar un control y un mantenimiento más sencillo.

Entre este tipo de instalaciones caben destacar los edificios fotovoltaicos. De hecho, desde hace unos años ya se pueden observar este tipo de dispositivos en tejados y cubiertas, siendo estos emplazamientos la ubicación más propicia para aprovechar al máximo la radiación incidente. En la actualidad, también se están comenzando a usar los paneles fotovoltaicos como un elemento constructivo, consiguiendo que, además de formar parte de la estructura del edificio con un atractivo valor estético, como se muestra en la imagen de la figura 5, sean también un generador eléctrico.



Figura 5. Edificio fotovoltaico. La fachada del edificio está formada por paneles solares.

2.4. Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red.

Las instalaciones fotovoltaicas son sistemas que proporcionan energía eléctrica gracias al efecto fotoeléctrico que luego será vertida a la red eléctrica. Son necesarios diferentes dispositivos e instrumentos, como se puede observar en la figura 6, para constituir una instalación fotovoltaica y que opere de manera correcta y segura:

- **Paneles solares:** son dispositivos semiconductores que proporcionan una corriente eléctrica gracias al efecto fotoeléctrico con el fin de proporcionar energía a una carga.

- **Inversores o convertidores:** los módulos fotovoltaicos siempre generan en corriente continua (DC) ya que proporcionan una corriente más o menos constante sin fluctuaciones. Para poder verter energía a la red eléctrica son necesarias unas condiciones de operación que establece la compañía eléctrica, que son la inyección de energía a una frecuencia establecida ($50 \text{ Hz} \pm 5\%$) y corriente alterna (AC), que presenta ciertas ventajas respecto a la corriente continua para ser distribuida y transportada por la red eléctrica. Gracias al inversor se convierte esa corriente continua a corriente alterna con las condiciones requeridas para conectar a la red.

- **Cableado:** para asegurar la circulación eléctrica entre los diferentes equipos y tramos son necesarias conducciones que permitan el paso de la corriente de electrones.

- **Protecciones:** Cualquier instalación eléctrica debe operar bajo unas condiciones para garantizar la seguridad de los equipos y las personas. Esto se consigue gracias a dispositivos de protección que protegen frente a sobrecorrientes, sobreintensidades y fallos eléctricos.

- **Equipos de medida y telemedida:** son los encargados de contabilizar la energía producida y vertida a la red además de mantener la estabilidad del sistema eléctrico.

- **Red eléctrica:** es el encargado de la distribución y transporte de energía eléctrica a todos los puntos que la demandan.

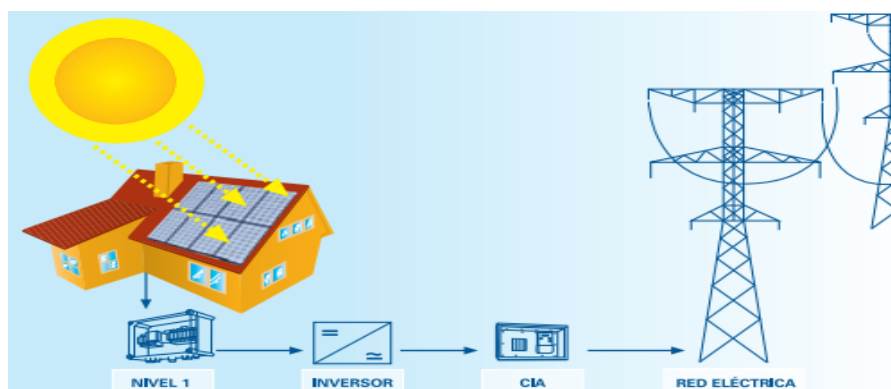


Figura 6. Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a red.

2.5. Situación actual de la energía solar fotovoltaica.

En los últimos años en España el sector fotovoltaico está siendo protagonista de diversos cambios, que le están afectando gravemente. A continuación se mencionan los cambios legislativos que han propiciado la crisis:

En los primeros años el “boom” fotovoltaico se benefició de las ventajas que ofrecía el “Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010”, entre otras las primas por producción eléctrica. De este modo, cuando llegó el verano de 2007 ya se había instalado un 85% de la potencia estimada para el año 2010. Ese mismo año se aprobó el Real Decreto 661/2007 [1], que establecía una prima por producción de energía de 0,44€/kWh para grandes instalaciones, lo que atrajo un gran número de inversores extranjeros, convirtiendo a España una “potencia fotovoltaica”

A raíz de la burbuja que se estaba creando en el sector, se consideró necesaria establecer una nueva regulación en el sector con el R.D. 1578/2008 [2], en el que se reducía la cantidad pagada por la producción fotovoltaica y se limitaba anualmente la potencia que podía instalarse.

En el año 2010, se aprobó un nuevo decreto (Real Decreto 14/2010 [3]), conocido popularmente como “ley anti-fotovoltaica”, en el que se redujo un 45% el pago de la tarifa de las grandes instalaciones (instalaciones de TIPO II, sobre suelo), dejando el sector maltrecho. La asociación de la industria fotovoltaica (ASIF) puso de manifiesto ante las autoridades competentes que el nuevo RD tenía un mal enfoque y que el sector se vería gravemente dañado. Como consecuencia de ello, se observó que gran parte de la industria manufacturera del sector fotovoltaico instalada en España exportó más del 70% de su producción.

A pesar de las normas anteriormente citadas, se ha vuelto a aprobar un nuevo decreto ley de la reforma energética (R.D.L. 9/2013), en el que se van a aplicar unas durísimas tasas a los productores de energía, entre ellos el sector fotovoltaico, por el que el precio de venta de la energía será la suma del precio medio del mercado, más una retribución específica que queda arbitrariamente supeditada al gobierno español y que aún no ha publicado [4]. Con el pretendido objeto de paliar el déficit tarifario que se ha ido acumulando año tras año con la financiación del sector eléctrico español, y que se intenta atribuir exclusivamente a las energías renovables sin incluir al resto de energías.

3. Objetivo.

El objetivo final del presente trabajo es el desarrollo de un proyecto fotovoltaico en una vivienda familiar, partiendo de unas premisas:

- Una inversión inicial que pueda ser amortizada en un plazo inferior a la vida útil de la planta, que se estima en 25 años.
- Una superficie de utilización de 40 m² aprox. Optimizando el espacio disponible.
- Una potencia mínima DC instalada de 5 kWp, en la que se tiene en cuenta la potencia contratada del domicilio que es de 4,4 kW.

Se pretenden optimizar las posibilidades del emplazamiento en función de las consideraciones técnicas y económicas.

Para la planificación de dicho proyecto se han tenido en cuenta tanto las especificaciones y las normativas aplicables en el Estado español, como las de la comunidad autónoma y localidad a la que pertenece el emplazamiento para el que se realiza el presente proyecto.

4. Diseño del sistema fotovoltaico. Solución Técnica-Resultados

4.1. Introducción.

Este trabajo describe la configuración y diseño de una instalación fotovoltaica, que se va a construir en una vivienda unifamiliar en el municipio de Arroyomolinos, con el fin de implantar 6 kW de potencia.

La superficie disponible para la situación del generador fotovoltaico es el tejado de la vivienda, con una dimensión de 40 m². La vivienda se encuentra orientada al noreste, no siendo esta la mejor orientación, sino que la óptima disposición debería dirigirse hacia el sur. Dado que el tejado es de dos aguas, cada una de ellas con una inclinación de 30° con respecto a la horizontal, la vertiente del tejado que da al noreste no se utilizará para la instalación fotovoltaica.

4.2. Antecedente y Propósito del proyecto fotovoltaico.

La instalación fotovoltaica de 6 kW se va a desarrollar con el fin de generar energía eléctrica y poder suministrarla a la red eléctrica, al objeto de obtener unos ingresos extras con la venta de la producción rentabilizando así la instalación. La ocupación de la superficie disponible se hará de forma eficiente y optimizando los costes.

4.3. Emplazamiento: Ubicación y características.

El emplazamiento seleccionado es el tejado de una vivienda unifamiliar en la localidad de Arroyomolinos, en la zona suroeste de la Comunidad de Madrid.

Coordenadas geográficas:

-DMS:

Latitud: 40° 15' 55.40" Norte

Longitud: 3° 55' 30.72" Oeste.

-UTM:

• X: 421331

• Y: 4457624

(Datum ED50- Huso 30)

A continuación se muestran las figuras 7 y 8, correspondientes a las imágenes aéreas de la ubicación de la instalación fotovoltaica obtenidas gracias al software Google Earth ®.

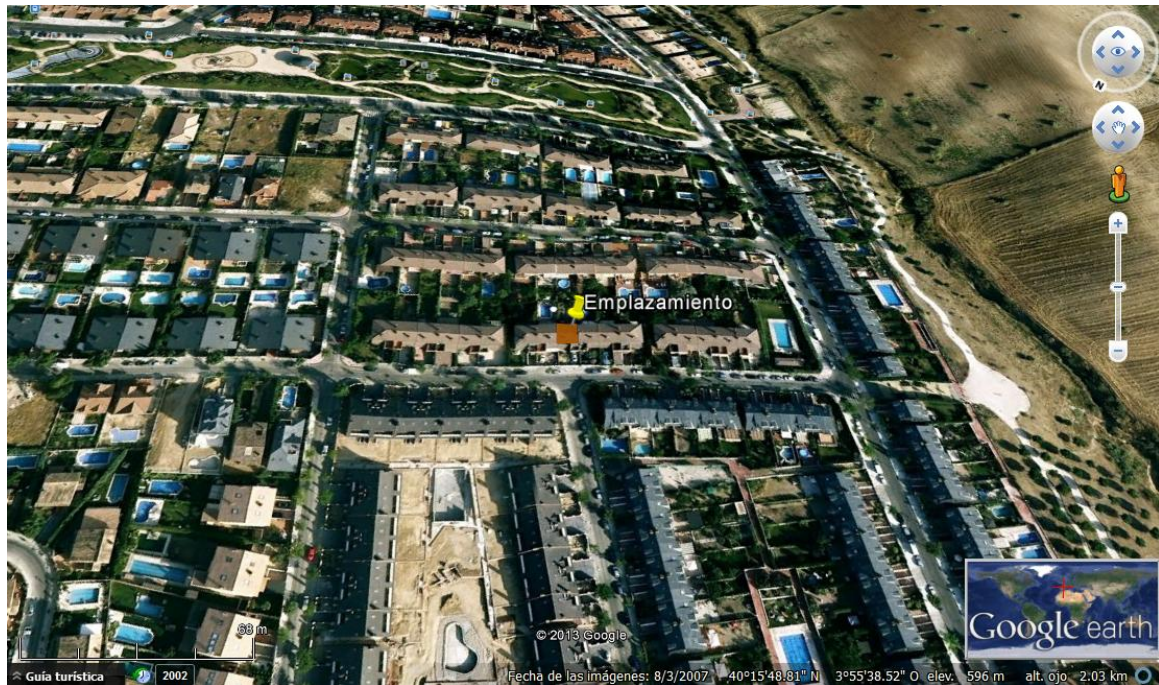


Figura 7. Vista aérea de la ubicación de la instalación.

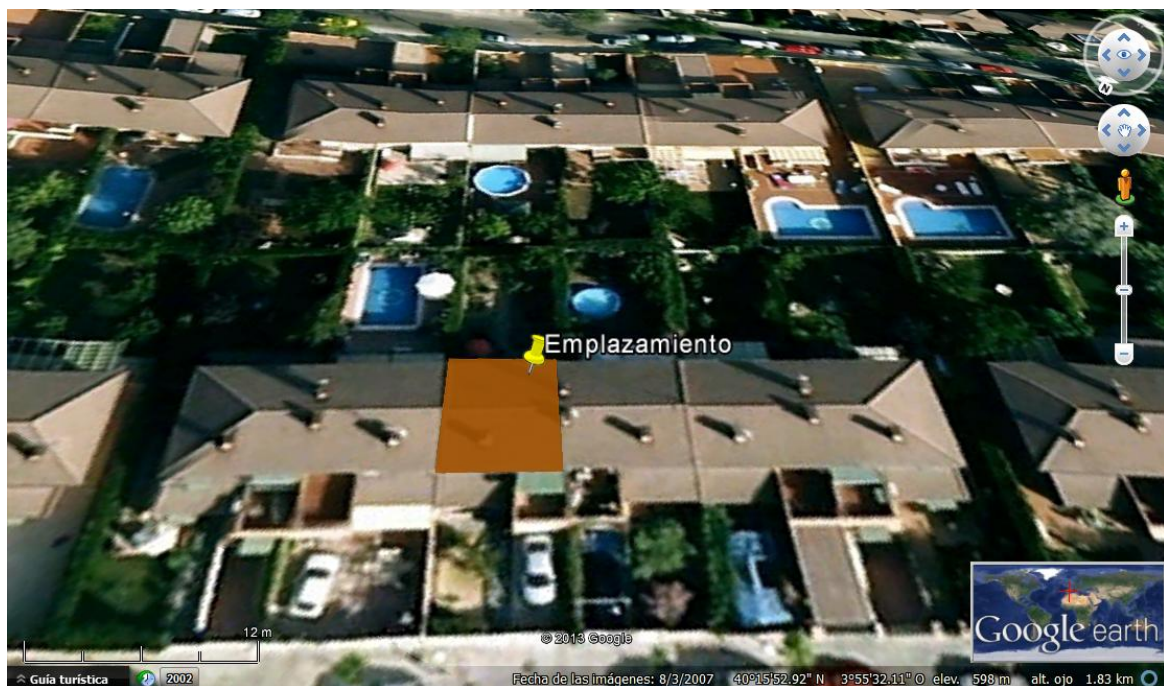


Figura 8. Vista aérea de la ubicación de la instalación.

4.4. Descripción de la instalación.

La instalación fotovoltaica se situará en el tejado de la vivienda sita en la zona oeste de la localidad de Arroyomolinos. El tejado tiene dos aguas con una inclinación de 30° cada una y solo se aprovechará la zona orientada hacia el suroeste para optimizar el diseño y los costes, por lo que se utilizará una estructura soporte de acero galvanizado con la disposición adecuada para asegurar mantener la inclinación de 30° respecto a la horizontal durante todo el año.

El generador fotovoltaico estará compuesto por un grupo de paneles que transformarán la energía lumínica en energía eléctrica; un grupo de inversores que transformarán la energía procedente de los paneles que llega como corriente continua a corriente alterna a una frecuencia determinada, con el fin de enlazar el sistema a la red eléctrica sin generar perturbaciones que puedan impedir una correcta conexión. Estos equipos irán conectados mediante cableado adecuado a la instalación cumpliendo el Real Decreto 1699/2011[5] por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Además se utilizaran diferentes equipos de protección para mantener la seguridad de la instalación y, equipos de teledioda con los que se podrá realizar un control de la energía inyectada a la red de forma telemática.

4.5. Orientación de los paneles.

Para definir la orientación de la instalación, o azimut, se deben tener en cuenta un par de premisas:

- La primera y principal es la ubicación del emplazamiento, atendiendo a si se encuentra en el hemisferio norte o en el sur. Las instalaciones en el hemisferio norte deberán orientar los paneles hacia el sur, con el fin de maximizar la radiación que pueden captar estos paneles. Por el contrario, en el hemisferio sur, se deben orientar dirección norte.
- La segunda debe tener en cuenta la orientación de la superficie a ocupar. Cuando se trata de superficies extensas este factor no representa un problema, sin embargo, en el caso de ocupar superficies como las cubiertas de edificios o tejados, la orientación de estos también es un parámetro a considerar.

Por tanto, de la combinación de las dos premisas anteriormente descritas, el ángulo azimut de nuestra instalación se encontrará orientado hacia el sureste con una angulación de 30°, ya que corresponde con la orientación del tejado y así se podrá optimizar el espacio a ocupar teniendo en cuenta que se reducirá el rendimiento de forma poco acusada.

4.6. Inclínación de los paneles

Para una colocación óptima también se debe tener en cuenta la inclinación que habrá de darse a los paneles. Este ángulo se llama β y se define como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal, en la figura 9 se muestra el esquema que muestra el ángulo que forma β .

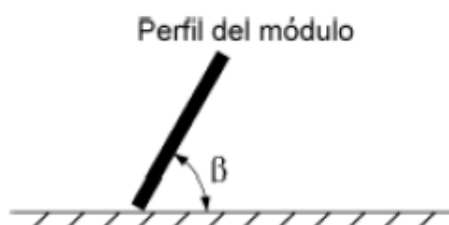


Figura 9. Representación del ángulo β .

Para determinar el ángulo β existen diferentes métodos y herramientas.

Para conseguir una mayor captación solar el panel se deberá orientar perpendicularmente al sol, alcanzando la máxima perpendicularidad posible. Dado que el sol se mueve a lo largo del día, se puede obtener la inclinación óptima gracias a la siguiente fórmula, basada en estudios estadísticos en los que se han tenido en consideración tanto la radiación incidente en lugares con diferentes inclinaciones, como situaciones geográficas diferentes [6]:

$$\beta_{\text{óptima}} = 3,7 + 0,69 \cdot |\varphi| \quad [1]$$

Donde

$\beta_{\text{óptima}}$ es el ángulo de inclinación óptimo.

$|\varphi|$ es la latitud del emplazamiento (en valor absoluto).

Por lo que la inclinación óptima del panel en este lugar es:

$$\beta_{\text{óptima}} = 3,7 + 0,69 \cdot 40,15 = 31,4^\circ$$

Sabiendo que el tejado tiene una inclinación de 30° se aprovechará la caída de este, por encontrarse muy cercana al valor óptimo, abaratando así costes de instalación, al permitir una colocación y una estructura muy sencillas.

4.7. Disposición de los paneles.

Para el cálculo de la distancia mínima entre los paneles se deberá tener en cuenta que se deberá evitar el sombreado que pudieran generar unos paneles sobre otros. La distancia mínima entre paneles se determina a partir de la siguiente ecuación propuesta en el pliego de condiciones de instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red;

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad [2]$$

Donde d es la distancia mínima entre paneles y h es la proyección vertical de la estructura.

Como el tejado tiene una inclinación de 30°, ésta se utilizará para colocar una única estructura de montaje y todos los paneles se situarán de forma continua evitando así las sombras. A continuación, en la figura 10, se muestra un ejemplo de cómo podría quedar la instalación:



Figura 10. Ejemplo de instalación fotovoltaica en tejado.

4.8. Elección de los paneles.

Para la elección de los paneles se deben considerar diversos aspectos como:

- **Fabricante:** actualmente existen muchas empresas dedicadas a la fabricación de módulos. El mercado chino ha irrumpido en el panorama fotovoltaico mundial desbancando de los primeros puestos, en cuanto a producción, a grandes empresas. Sin embargo, a pesar de ser grandes empresas exportadoras, no se han conseguido desplazar a las afianzadas compañías europeas y americanas debido a que sus masivos procesos de fabricación a veces repercuten en la calidad del producto.
- **Potencia del panel:** hay muchos rangos de potencia, los habituales se mueven entre los 100 y los 300 W. Aunque ya se han desarrollado paneles con potencias muy por encima (superando en algunos casos los 1000 W), aún no están consolidados en el mercado ya que son novedosos y no se conoce su comportamiento a largo plazo.
- **Tecnología de fabricación:** existen muchos tipos de materiales para la fabricación de módulos, los más empleados por su capacidad y eficiencia son los módulos monocristalinos y policristalinos, teniendo los primeros una mayor eficiencia por unidad de superficie [7][8].
- **Garantías:** muchos fabricantes ofrecen garantías ampliadas ya incluidas en el precio, en las que aseguran un reemplazo del módulo dañado en un corto espacio de tiempo con el fin de restablecer la producción a su estado habitual lo antes posible y así reducir las pérdidas ocasionadas.

El módulo elegido es del fabricante Canadian solar, modelo CS6P- 260M. Se trata de un panel fotovoltaico de 260 W de tecnología monocristalina. Se ha seleccionado este modelo ya que al ser de esta tecnología, se reduce un poco el tamaño respecto a su homólogo policristalino. Además los modelos CS6P han obtenido puntuaciones muy altas en test y pruebas que los someten a condiciones reales para saber cómo operan bajo esas condiciones.

Canadian Solar es una compañía canadiense fundada en 2001 con gran consolidación en el mercado fotovoltaico y buenas referencias en diferentes publicaciones [9]. También ofrecen buenas garantías y precios de venta muy ajustados, acercándose cada vez más junto a otros competidores, a la barrera del 1\$/W.

A continuación se muestra la tabla 1, en la que se describen las características del módulo fotovoltaico:

Tabla 1. Características del modulo.

Módulo solar CS6P-260MM de Canadian Solar.	
Máxima potencia nominal (Pmax)	260W
Voltaje en el punto de máx. potencia (Vmp)	30.7V
Corriente en el punto de máx. potencia (Imp)	8.48A
Voltaje circuito abierto (Voc)	37.8V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8.99A
Eficiencia del módulo	16.16%
Temperatura de operación.	-40°C~+85°C
Voltaje máximo del sistema	1000V (IEC) /600V (UL)
Número máximo de fusible en serie	15A
Clasificación de aplicación/ Tolerancia de potencia	Clase A/ 0 ~ +5W

4.9. Cálculo del número de paneles.

Sabiendo que se dispone de sólo 40 m² de superficie útil, para realizar una disposición óptima de los recursos aprovechando mejor la disponibilidad de la luz solar, sólo se utilizará una de las aguas del tejado, ya que la otra está orientada hacia el noroeste y no resultaría rentable instalar en la misma panel alguno.

Abajo, se muestra la figura 11 con una representación del plano del tejado que puede ser ocupada, con una distribución que podría alcanzar una ocupación de hasta 24 paneles en base a las medidas de cada módulo (1638x982x40mm).

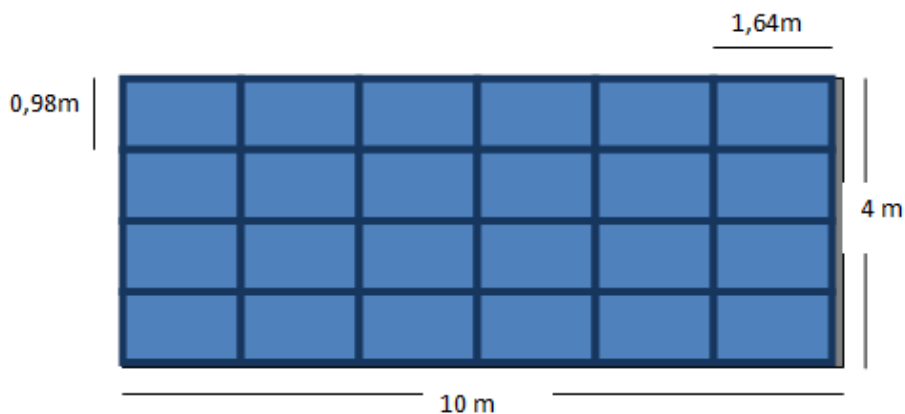


Figura 11. Esquema de la ocupación de los paneles en el tejado.

Cabe destacar que la instalación se dividirá en dos subsistemas formados, a su vez, cada uno, por una rama con doce módulos en serie, alcanzando cada uno una potencia de 3,12 kWp y un total del sistema al completo de 6,2 kWp.

4.10. Estructura de montaje.

La estructura de montaje debe asegurar la estabilidad y soportar las condiciones pluviales del lugar. Una vez que los módulos están montados, deberán ser capaces de soportar las cargas de viento especificadas por las normativas de construcción aplicables.

Todos los elementos de la estructura, incluyendo postes, soportes, marcos, cierres, conectores y otros elementos están realizados con acero galvanizado por inmersión en caliente según la norma ISO 1461 y las normas españolas, lo que será suficiente para evitar la corrosión durante la vida útil de la planta.

Como se ha indicado, las estructuras de soporte de los módulos tienen una inclinación fija de 30° orientada hacia el suroeste. No existe una distancia mínima entre paneles, ya que forman un único conjunto con el fin de optimizar el espacio.

No se ha optado por el uso de seguidores solares o trackers, debido a que generan un mayor coste y su mantenimiento y operación serían complicados durante la vida útil de la planta, ya que es frecuente la aparición de fallos mecánicos (problemas de motor) y desalineamientos respecto a la trayectoria solar (problemas de control – PLCs)

El tamaño pequeño y la poca altura de la estructura permiten que el montaje/desmontaje, el mantenimiento y trabajos de limpieza puedan acometerse fácilmente y de manera segura.

La estructura y el método de fijación deben permitir la expansión térmica sin transmitir cargas excesivas a los módulos fotovoltaicos.

En la figura 12 se muestra un detalle de la estructura propuesta:



Figura 12. Estructura soporte de los paneles propuesta.

4.11. Cálculo de las condiciones de operación.

Tensión y corriente en PMM.

El generador fotovoltaico entrega la energía que produce al inversor. La mayoría de los inversores que se usan actualmente en la industria fotovoltaica funcionan con el sistema de búsqueda del punto de máxima potencia, con el que el inversor transformará la energía que le llega del generador de la forma más eficiente posible, siempre maximizando las posibilidades del generador.

Para hacer una correcta elección del inversor y saber si éste se ajusta a los requerimientos, es necesario calcular los parámetros de operación a los que se someterá. Estos parámetros son corriente y tensión, que variarán en función de la temperatura a la que esté sometida el generador. Por lo que a partir de los datos que proporciona el fabricante (en base a unas condiciones estándar), se deben calcular estos parámetros para las condiciones más extremas a las que pueda estar sometida nuestra instalación.

La tensión de trabajo del inversor vendrá dada por la máxima caída de potencial que proporciona el generador fotovoltaico, siendo ésta la tensión en el punto de máxima potencia del panel multiplicada por el número de paneles en serie que dispone el circuito eléctrico del generador.

A continuación se muestra la expresión que define la tensión máxima que proporcionará el generador:

$$V_{PMPTot} = V_{PMPPanel} \cdot N_{Paneles-serie} \quad [3]$$

$$V_{PMPTot} = 30,7 V \cdot 12 \text{ paneles} = 368,4 V$$

La corriente proporcionada por el generador, que va a llegar al inversor, viene definida por el número de ramas en paralelo en las que se dispone el circuito eléctrico de los paneles, multiplicada por la corriente en el punto de máxima potencia del panel, en este caso la expresión es:

$$I_{PMPTot} = I_{PMPPanel} \cdot N_{Paneles-paralelo} \quad [4]$$

$$I_{PMPTot} = 8,48 A \cdot 1 \text{ paneles} = 8,48 A$$

Como se verá más adelante, se ha elegido el uso de dos inversores, por lo que cada string procedente de un ramal de módulos, irá a cada uno de los inversores.

Corrección de tensión y corriente debido a variaciones de la Tª

Los parámetros que proporcionan las casas comerciales en relación a sus productos vienen definidos bajo unas condiciones de operación estándar, como pueden ser las condiciones normales de operación – 800 W/m² y 20°C- o las STC (Standar Test Conditions) -1000 W/m² y 25°C-.

Dependiendo del emplazamiento de la instalación, ésta estará sometida durante el año a diferentes condiciones climatológicas que variarán la potencia y corriente que suministre el generador fotovoltaico, por lo que se deben corregir los parámetros proporcionados por el fabricante en función de las condiciones térmicas a las que estará expuesto el generador fotovoltaico.

En el aeródromo de cuatro vientos (emplazamiento más cercano a Arroyomolinos, dotado de una estación meteorológica del Instituto Nacional de Meteorología) se han registrado hasta la actualidad las siguientes temperaturas máximas y mínimas:

Temperatura máxima: 40,6 °C, el 24 Julio del 95.

Temperatura mínima: -11,4 °C, el 5 febrero del 63.

Por lo que se debe hacer la corrección en base a estas temperaturas.

La temperatura de operación a la que trabajaran los paneles fotovoltaicos se aproxima mediante la siguiente expresión:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot I \quad [5]$$

Siendo:

T_p = temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada (°C).

T_a = temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares (°C).

T_{ONC} = temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete el modulo a una irradiancia de $800W/m^2$ con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1m/s. ($T_{ONC} = 47$ °C). [10]

I = irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre. (En verano $=1000W/m^2$ y en invierno $I =100W/m^2$).

La corrección para la temperatura más fría es:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot I = -11,4 + \left(\frac{47 - 20}{800} \right) \cdot 100 = -8,025^\circ C$$

...y para la temperatura más alta:

$$T_p = T_a + \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \cdot I = 40,6 + \left(\frac{47 - 20}{800} \right) \cdot 1000 = 74,35^\circ C$$

El panel seleccionado siempre trabajará en el rango de temperaturas establecido ya que como indica la ficha técnica del panel solar, la temperatura de operación del panel varía entre

los -40°C y los 85°C y las temperaturas máximas y mínimas que se podrían alcanzar se encuentran dentro de los límites.

La tensión de circuito abierto V_{OC} que suministrará cada panel se corregirá mediante la siguiente expresión, en la que se aplicará el coeficiente de temperatura para la tensión de circuito abierto proporcionado por el fabricante:

$$V_{OC(x^{\circ}\text{C})} = V_{OC(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) \quad [6]$$

donde:

$V_{OC(x^{\circ}\text{C})}$ es la tensión a circuito abierto del panel a una temperatura de célula X.

$V_{OC(25^{\circ}\text{C})}$ es la tensión de circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida.

$$(V_{OC(25^{\circ}\text{C})} = 37,8 \text{ V})$$

ΔT es la variación entre la temperatura de trabajo del panel y las condiciones estándar de medida.

$\Delta V_{OC}(T)$ es el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto del panel.

$$\Delta V_{OC}(T) = -0,1323 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$$

La corrección de la tensión de circuito abierto para la temperatura más fría es...

$$V_{OC(-8,025^{\circ}\text{C})} = V_{OC(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) = 37,8 + (-8,025 - 25) \cdot (-0,1323) = 42,17 \text{ V}$$

Y la corrección de la tensión de circuito abierto para la temperatura más alta es...

$$V_{OC(74,35^{\circ}\text{C})} = V_{OC(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) = 37,8 + (74,35 - 25) \cdot (-0,1323) = 31,27 \text{ V}$$

Para hacer la corrección de la corriente a la salida de los paneles cuando la temperatura es diferente de la proporcionada por el fabricante en las condiciones de medidas estipuladas, se aplica la siguiente expresión:

$$I_{OC(x^{\circ}\text{C})} = I_{OC(25^{\circ}\text{C})} + \Delta T \cdot \Delta I_{OC}(T) \quad [7]$$

donde:

$I_{OC(x^{\circ}\text{C})}$ es la corriente de cortocircuito del panel a una temperatura de célula X.

$I_{OC(25^{\circ}C)}$ es la corriente de cortocircuito del panel en condiciones estándar de medida.

$$I_{OC(25^{\circ}C)} = 8,99 \text{ A.}$$

$\Delta I_{OC}(T)$ es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito del panel.

$$\Delta I_{OC}(T) = 0,0054 \text{ A/}^{\circ}\text{C.}$$

La corriente de cortocircuito del panel corregida para la temperatura más baja es:

$$I_{OC(-8,025^{\circ}C)} = I_{OC(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta I_{OC}(T) = 8,99 + (-8,025 - 25) \cdot 0,0054 = 8,81 \text{ A}$$

La corriente de cortocircuito del panel corregida para la temperatura más alta es:

$$I_{OC(74,35^{\circ}C)} = I_{OC(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta I_{OC}(T) = 8,99 + (74,35 - 25) \cdot 0,0054 = 9,27 \text{ A}$$

Con los datos previamente calculados, se procederá a deducir la tensión de circuito abierto y la corriente del cortocircuito de la instalación para las temperaturas extremas a las que puede estar sometido.

Tensión de circuito abierto para el generador:

$$V_{OC \text{ instalación}(-8,025^{\circ}C)} = V_{OC(-8,025^{\circ}C)} \cdot N_{\text{Paneles-serie}} = 42,17 \cdot 12 = 506,04 \text{ V}$$

$$V_{OC \text{ instalación}(74,35^{\circ}C)} = V_{OC(74,35^{\circ}C)} \cdot N_{\text{Paneles-serie}} = 31,27 \cdot 12 = 375,24 \text{ V}$$

Corriente de cortocircuito para el generador:

$$I_{SC \text{ instalación}(-8,025^{\circ}C)} = I_{SC(-8,025^{\circ}C)} \cdot N_{\text{Paneles-paralelo}} = 8,81 \cdot 1 = 8,81 \text{ A}$$

$$I_{SC \text{ instalación}(74,35^{\circ}C)} = I_{SC(74,35^{\circ}C)} \cdot N_{\text{Paneles-paralelo}} = 9,27 \cdot 1 = 9,27 \text{ A}$$

También se debe tener en cuenta la variación de la tensión en el punto de máxima potencia con la temperatura. Para ello se considerará la siguiente expresión:

$$\Delta V_{PMP}(T) \approx 0,76 \cdot \Delta V_{OC}(T) \quad [8]$$

Obteniendo el siguiente coeficiente de variación de la tensión en función de la temperatura:

$$\Delta V_{PMP}(T) \approx 0,76 \cdot \Delta V_{OC}(T) = 0,76 \cdot (-0,1323) = -0,1V/^{\circ}C$$

Por tanto, los valores de la tensión en el punto de máxima potencia de cada panel, con la corrección correspondiente a la variación de temperatura, serán:

$$V_{PMP(-8,025^{\circ}C)} = V_{PMP(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{PMP}(T) = 30,7 + (-8,025 - 25) \cdot (-0,1) = 34 \text{ V}$$

$$V_{PMP(74,35^{\circ}C)} = V_{PMP(25^{\circ}C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{PMP}(T) = 30,7 + (74,35 - 25) \cdot (-0,1) = 25,77 \text{ V}$$

Siendo estos valores de tensión para el total de los paneles:

$$V_{PMP-instalación(-8,025^{\circ}C)} = V_{PMP(-8,025^{\circ}C)} \cdot N_{Paneles-serie} = 34 \cdot 12 = 408 \text{ V}$$

$$V_{PMP-intalación(74,35^{\circ}C)} = V_{PMP(74,35^{\circ}C)} \cdot N_{Paneles-serie} = 25,77 \cdot 12 = 309,24 \text{ V}$$

A continuación, en la tabla 2 se muestra un resumen con los datos de tensión y corriente para cada subsistema anteriormente calculados:

Tabla 2. Tensiones y corrientes del generador fotovoltaico en condiciones extremas.

Temperaturas	Corriente de cortocircuito	Tensión de circuito abierto	Tensión en el punto de máxima potencia PMP
Máximas (40,6 °C)	9,27 A	375,25 V	309,24 V
Mínimas (-11,4 °C)	8,81 A	506,04 V	408 V

4.12. Cableado.

Dependiendo de la intensidad de corriente que circule por el cableado, se debe elegir una sección de cable diferente para el interconexión de los equipos. A medida que aumenta el valor de la corriente es necesario un grosor de cable mayor. Por lo que dependiendo de la sección necesaria en cada tramo de la instalación, será necesario valorar el tipo de cable a utilizar.

La instalación se dividirá en tres tramos bien diferenciados:

- La zona del generador fotovoltaico, en la que el cableado conectará unos paneles con otros. Se trata de un tramo de corriente continua. Los propios paneles vienen con los conectores necesarios para hacer la conexión entre ellos.

- La zona de entrada al inversor, donde irán los dos strings procedentes de la conexión de todos los paneles. Será de corriente continua, y alcanzará valores de aprox 400 V. Se trata de un tramo de corriente continua.
- La zona de salida del inversor, donde saldrá la corriente alterna hacia la parte de acometida, donde se hará el conexionado a la red de media tensión de la compañía eléctrica. Este tramo es en corriente alterna monofásica, debido a que el inversor transforma la energía en esas condiciones y la compañía eléctrica permite ese tipo de conexión.

*Cabe destacar que si se estuviese hablando de una instalación de mayores dimensiones, se debería hacer una nueva división en los tramos, ya que sería preciso instalar un embarrado en el que se unificasen los tramos de cableado procedentes de los módulos fotovoltaicos y diesen lugar a un único cable de salida que fuese directamente al inversor, sin tener que dividir en diferentes cables. Además de ser un ramificado más sencillo se conseguirían abaratar costes, pues se partirían de diferentes ramales aunándolos en un único cable de sección mayor.

Para el cálculo de la sección de los diferentes tramos se debe tener en cuenta la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{u \cdot C} \quad [9]$$

donde:

s es la sección teórica del conductor en (mm^2).

L es la longitud del conductor (m).

I_{cc} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles (A)

u es la caída de tensión que como máximo podrán tener los conductores (V) Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%.

C es la conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es $56\text{m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.

-La zona del generador fotovoltaico comprende la conexión del cableado a los paneles que se disponen en serie a la salida hacia el inversor. Antes de la conexión al inversor se interpondrá un equipo de protección con el que se conseguirá aislar al inversor de posibles problemas eléctricos. Se debe tener en cuenta que el cable va y vuelve de los paneles, ya que se necesita una conexión positiva y una conexión negativa para cerrar el circuito.

En este tramo se disponen de los siguientes valores que permitirán el cálculo de la sección mínima necesaria:

- La longitud del conductor (L) es la comprendida entre el punto más alejado de la caja de conexión hasta ésta, y se estima aproximadamente en 25 m, teniendo en cuenta que los paneles disponen de cableado para conectarse unos a otros y que la conexión tiene que pasar por la fachada hasta llegar a nivel del suelo, donde se colocará el inversor para poder manipularlo fácilmente.
- La corriente máxima que circulará por los conductores (I_{cc}) se corresponde con la corriente de cortocircuito de cada ramal, siendo ésta de 8,99 A.
- La caída de tensión máxima permitida que se podría producir en el circuito es de 1,5%, según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. La tensión en la que debe basarse este circuito es la correspondiente al punto de máxima potencia que es de 30,7 V por cada módulo, por lo que para cada ramal es de 337,7 V. Así pues, la caída de tensión máxima permitida será de 5,065 V.
- La conductividad del tipo de conductor a emplear es la correspondiente al cobre, siendo de $56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$. El aluminio sería una opción más económica y técnicamente interesante, pero la legislación española no permite su uso.

Por tanto la sección del conductor mínima para este tramo será:

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 8,99}{56 \cdot 337,7 \cdot 0,015} = 1,58 \text{ mm}^2$$

La sección comercializada que se adapta a esta sección es la siguiente inmediatamente superior que es de $2,5 \text{ mm}^2$.

- La conexión al centro de transformación de la compañía eléctrica se realizará a partir del inversor, que proporcionará la energía a la frecuencia y tensión indicadas para poder inyectarlo a la acometida correspondiente. En este tramo se dispone de los siguientes valores que permitirán el cálculo de la sección mínima necesaria:

- La longitud del conductor (L) es la comprendida entre el inversor y la conexión a la acometida de la red eléctrica, que se estima aproximadamente de 150 m.
- La corriente máxima que circulará por los conductores (I_{cc}) se corresponde con la corriente de cortocircuito de cada ramal, siendo esta de 8,99 A.
- La caída de tensión máxima permitida que se podría producir en el circuito es de 2 % según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDEA para líneas de alterna. La tensión en la que se debe basar este tipo de circuito es la correspondiente al punto de máxima potencia que es de 240 V. Por lo que la caída de tensión máxima permitida será de 4,8 V.
- La conductividad del tipo de conductor a usar es la correspondiente al cobre que es de $56 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$.

Por tanto la sección del conductor mínima para este tramo, que es de alterna trifásica, será:

$$s = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 150 \cdot 8,99}{56 \cdot 240 \cdot 0,02} = 10,03 \text{ mm}^2$$

La sección comercializada que se adapta a esta sección es la siguiente inmediatamente superior que es de 16 mm^2 .

4.13. Elección del inversor.

La elección del inversor debe establecerse en base a las características del circuito eléctrico formado por el generador y el cableado [8]. Los parámetros fundamentales son la intensidad y tensión máximas que llegan al inversor, que se han calculado previamente teniendo en cuenta las condiciones térmicas, que se muestran en la Tabla 2. Como se puede comparar en el anexo, en el que se muestra la hoja técnica del inversor, las tensiones de circuito abierto, punto de máxima potencia y la corriente de cortocircuito están dentro de los valores que tolera el inversor, siendo éste adecuado para la instalación propuesta. Además, estos valores son condicionantes para la distribución del sistema.

A diferencia de la elección del módulo, en la que se deben tener en cuenta muchos aspectos, el inversor debe coincidir con las características a las que le someterá el generador, por lo que lo ideal es elegir una marca que se adapte perfectamente y que ofrezca buenas garantías de operación y mantenimiento.

Para este sistema se han seleccionado dos inversores de SMA modelo Sunny Boy 3300TL HC de 3 kW, y se propone una distribución de 12 módulos en serie y una rama en paralelo o strings para cada subsistema.

A continuación, se realizarán los cálculos justificativos, para justificar los valores anteriormente citados [8].

Para el cálculo del número de módulos fotovoltaicos por inversor por fila y por columna (serie y paralelo) hacen falta diferentes parámetros de módulo e inversor. Éstos, se muestran a continuación en la tabla 3:

Tabla 3. Datos para el cálculo del número de paneles en serie y paralelo por inversor.

Tensión máxima inversor	[$U_{\max(INV)}$]	750 V
Tensión máxima generador fotovoltaico	[$U_{CA(Módulo)}$]	37,8 V
Tensión en punto máx. potencia del inverso	[$U_{PMP(INV)}$]	313 V
Tensión en máxima potencia del generador fotovoltaico	[$U_{PMP(Módulo)}$]	30,7 V
Corriente máxima de entrada al inversor	[$I_{Max,Inv}$]	11 A
Corriente en cortocircuito del ramal	[$I_{CC,ramal}$]	8,99 A

Número máximo de módulos por ramal.

El número máximo de módulos en serie dependerá de las tensiones máximas del inversor y del módulo.

Ambas tensiones se relacionan de la siguiente forma:

$$N_{max,serie} = \frac{U_{\max(INV)}}{U_{CA(Módulo)}} \quad [10]$$

$$N_{max,serie} = \frac{750 V}{37,8 V} = 19,8 \sim 19 \text{ módulos.}$$

Siendo $U_{\max(INV)}$ la tensión máxima del inversor

y $U_{CA(Módulo)}$ la tensión en circuito abierto del generador fotovoltaico.

Número mínimo de módulos por ramal.

El número mínimo de módulos en serie vendrá limitado también por las tensiones del inversor y del módulo, pero en esta ocasión serán las tensiones en el punto de máxima potencia (PMP).

$$N_{min,serie} = \frac{U_{PMP(INV)}}{U_{PMP(Módulo)}} \quad [11]$$

$$N_{min,serie} = \frac{313 V}{30,7} = 10,19 \sim 11 \text{ módulos.}$$

Siendo $U_{PMP(INV)}$ la tensión de máxima potencia del inversor,

y $U_{PMP(Módulo)}$ la tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico.

Número máximo de ramales en paralelo.

El número de ramales en paralelo dependerá ahora de la corriente máxima de entrada del equipo inversor considerado y de la de cortocircuito de los módulos, de la siguiente manera:

$$N_{ramales,paralelo} \cdot I_{CC,ramal} \leq I_{MAX,INV} \quad [12]$$

Donde $I_{MAX,INV}$ es la corriente máxima de entrada al inversor,

e $I_{CC,ramal}$ es la corriente en cortocircuito del ramal.

$$N_{ramales,paralelo} \leq \frac{I_{Max,Inv}}{I_{CC,ramal}} = \frac{11 A}{8,99 A} \leq 1,22 \sim 2 \text{ ramales en paralelo.}$$

4.14. Protecciones.

Cualquier instalación eléctrica necesita sistemas de seguridad para la correcta operación de la instalación y la seguridad de las personas que puedan intervenir en ella, con fin de evitar accidentes producidos por fallos eléctricos y adaptándose al R.D. 1699/201.

Los principales accidentes producidos en instalaciones eléctricas que tienen graves consecuencias y, por tanto, deben evitarse con diferentes mecanismos de protección son:

- Cortocircuitos.
- Sobrecargas.
- Electrouciones.

Dependiendo de los valores de tensión, corriente y la potencia de la instalación son necesarios diferentes tipos de protecciones. En el caso de instalaciones residenciales como ésta, que cuenta con 6,2 kW de potencia pico, es necesario protegerla con equipos de protección coloquialmente conocidos como de nivel 1, que hacen referencia a los equipos instalados en tramos de la instalación en los que no se alcanzan valores de tensión e intensidad muy altos. Este tipo de protecciones se adaptan a las normativas más restrictivas que proporciona la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).

Los equipos de protección de nivel 1 están diseñados para proteger eléctricamente los paneles solares y los inversores de sobretensiones y sobreintensidades. Están provistos de un interruptor de corte en carga, que permite cortar las líneas procedentes de los paneles con el fin de realizar tareas preventivas y correctivas. También están dotados de fusibles con valores de tensión máxima adaptados a cada instalación y con protectores de sobretensión debido a la posible interacción de relámpagos con el sistema. A continuación se muestra la figura 13 de un equipo de protección tipo 1 para la parte de los paneles:



Figura 13. Equipo de protección Tipo 1.

Como se puede observar en la zona inferior del equipo se aprecian los fusibles, a los que llegarían las strings de los paneles solares. La manilla superior es el interruptor seccionador, con el que se podrían aislar las líneas para poder operar en la instalación en condiciones seguras y a

fin de salvaguardar la integridad del inversor frente a fallos eléctricos. Por la parte superior del equipo saldrá la línea que irá conectada al inversor.

Después de salvaguardar la instalación antes de la llegada al inversor, también es necesaria la protección de los sistemas a la salida de éste. Para ello se instalarán los equipos de protección y medida- equipos CIA- que están diseñados con el fin de proteger eléctricamente y realizar las medidas de forma bidireccional, es decir, medir la cantidad de energía eléctrica que se demanda y la que se inyecta a la red. Cada compañía eléctrica regula sus equipos de medida y protección, pero son muchas las casas comerciales que tienen equipos CIA adaptados a cada compañía. A continuación se muestra un equipo de protección y medida en la figura 14 que debe ser instalado a la salida del inversor:



Figura 14. Equipo de protección y medida.

En la figura 15 se muestra el esquema de la instalación residencial conectada a red resultante, incluyendo los generadores, los inversores, los equipos de telemedida y la conexión a la red eléctrica.

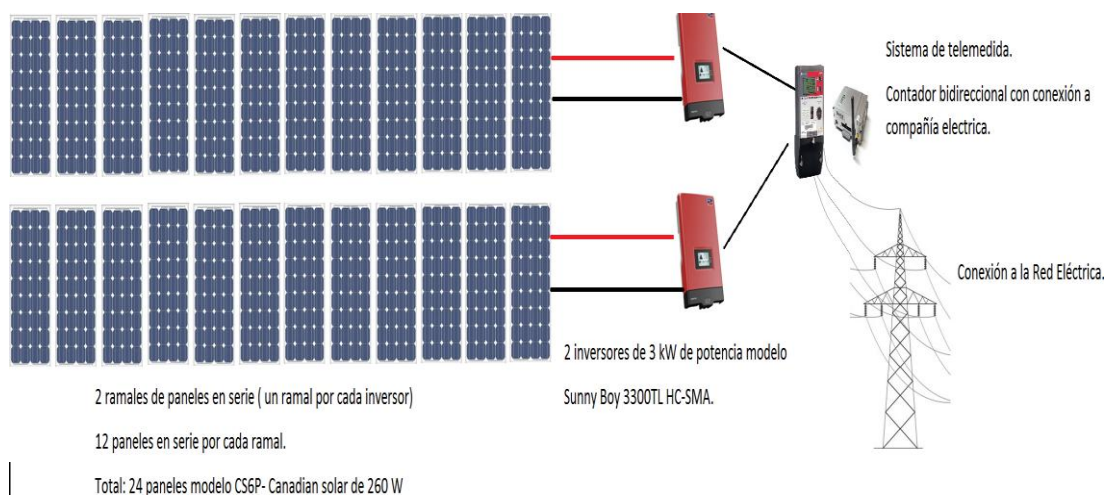


Figura 15. Diagrama de la instalación fotovoltaica residencial conectada a red resultante.

4.15. Simulación con PV Syst.

Todos estos cálculos previamente realizados se pueden ejecutar de forma alternativa gracias a softwares específicos, uno de los más conocidos es el PV Syst que, al introducir ciertos parámetros como latitud, longitud, potencia instalada,... genera además, un documento con toda la información relevante respecto a orientación, inclinación, producción estimada en base a un histórico meteorológico, etc.

A continuación se muestra una imagen del interfaz del programa GV Syst y la simulación correspondiente al proyecto con el fin de contrastar los datos que han sido calculados. Para ello se deben introducir los siguientes datos:

Al seleccionar que se trata de un sistema fotovoltaico conectado a red y la localización geográfica del proyecto aparece la siguiente pantalla, que se muestra en la figura 16:

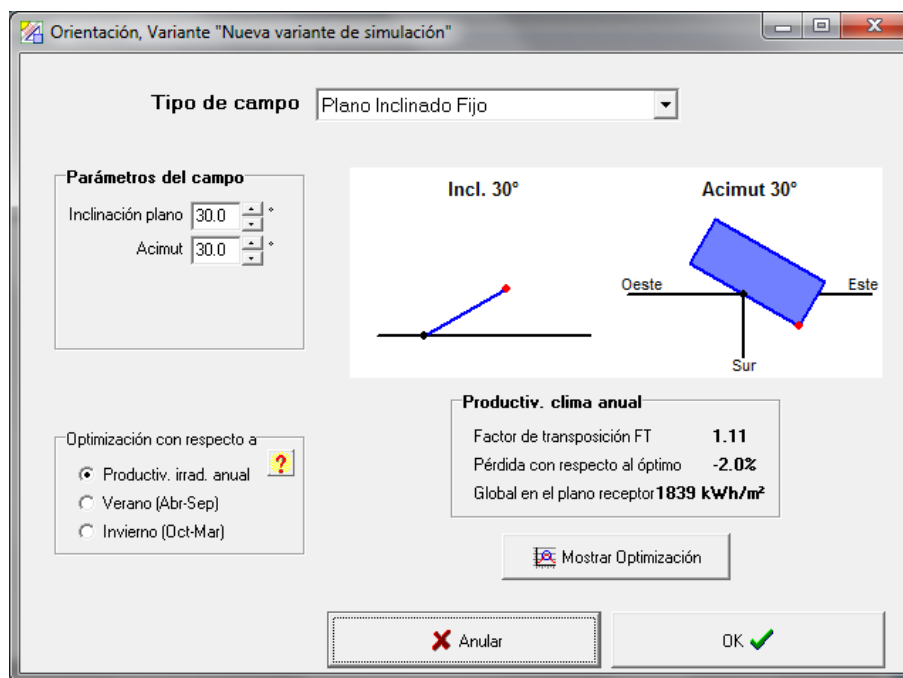


Figura 16. Selección de la orientación y acimut.

En ella se solicita que se introduzcan los parámetros de inclinación y acimut de la instalación, así como si se trata de un estudio que precisa maximizar la producción anual o para los periodos de verano o de invierno. También requiere datos relativos a si se trata de un sistema de seguimiento o se trata de una instalación de paneles fijos.

Como se observa en la figura 17, al presentar una inclinación de 30 grados con una diferencia de 1,4° respecto a la óptima se produce una pérdida de aproximadamente un 2 %.

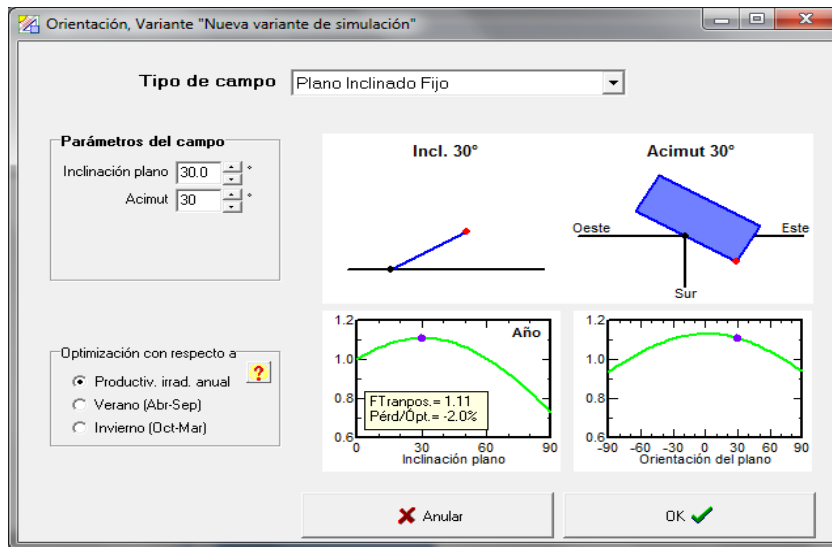


Figura 17. Optimización de los parámetros acimut e inclinación.

En el momento de diseñar el sistema en sí, se deben introducir diferentes parámetros en la pantalla que se muestra a continuación, correspondiente con la figura 18.

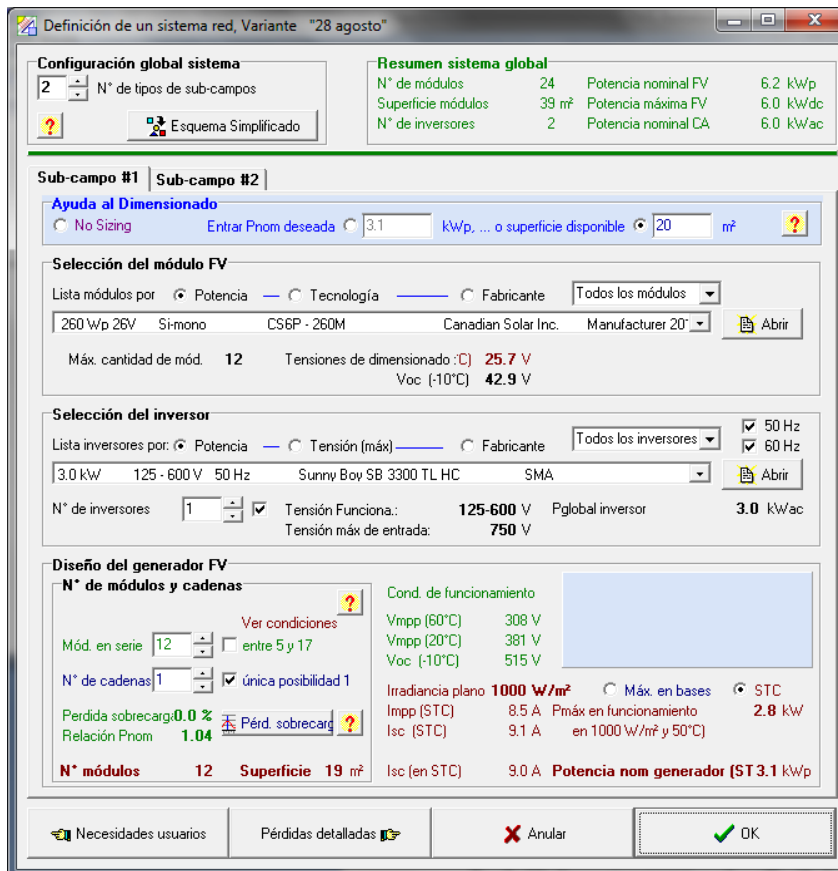


Figura 18. Definición del sistema fotovoltaico.

Para el diseño y la optimización del sistema se debe seleccionar la superficie disponible y el modelo de panel seleccionado. Con ambos datos se estima la cantidad máxima de paneles que pueden ocupar la superficie en base a sus dimensiones y el tipo de inversor que puede adaptarse a las condiciones eléctricas a las que estará sometido el sistema, así como la disposición en serie y paralelo óptima para el conjunto.

Como se puede observar, en lugar de diseñar un único sistema se ha dividido en dos subcampos, con el fin de dirigir cada string con 12 paneles en serie a cada uno de los inversores.

En el recuadro azul en la parte inferior izquierda se muestran, en caso de aparecer, los inconvenientes que pueden presentarse si se diseña de forma errónea.

Gracias al programa PV Syst es posible hacer una estimación del número de paneles que ocupan una superficie dada, en base a los obstáculos que se encuentren, que en este caso son inexistentes y en función del tamaño del panel utilizado. En este caso se trata de los módulos Canadian Solar, modelo CS6X- 260M de 260 Wp de potencia.

El programa PV Syst proporciona un valor de 24 paneles de la instalación que corresponden con el valor calculado anteriormente sin la necesidad del software.

Como puede comprobarse, los datos obtenidos anteriormente se corresponden con los que proporciona el programa PV Syst, por lo que para las condiciones de las que se han partido para la realización del trabajo son las correctas. Éstas son:

-Superficie ocupable de aprox. 40 m².

-Disposición de 24 paneles de 260 W cada uno, distribuidos en dos filas paralelas de 12 paneles en serie cada una. Cada string se dirigirá a un inversor.

Además se dispondrá de dos inversores de 3 KW, dividiendo así el campo en dos subsistemas.

La siguiente imagen, correspondiente a la figura 19 muestra un pequeño esquema del sistema eléctrico.

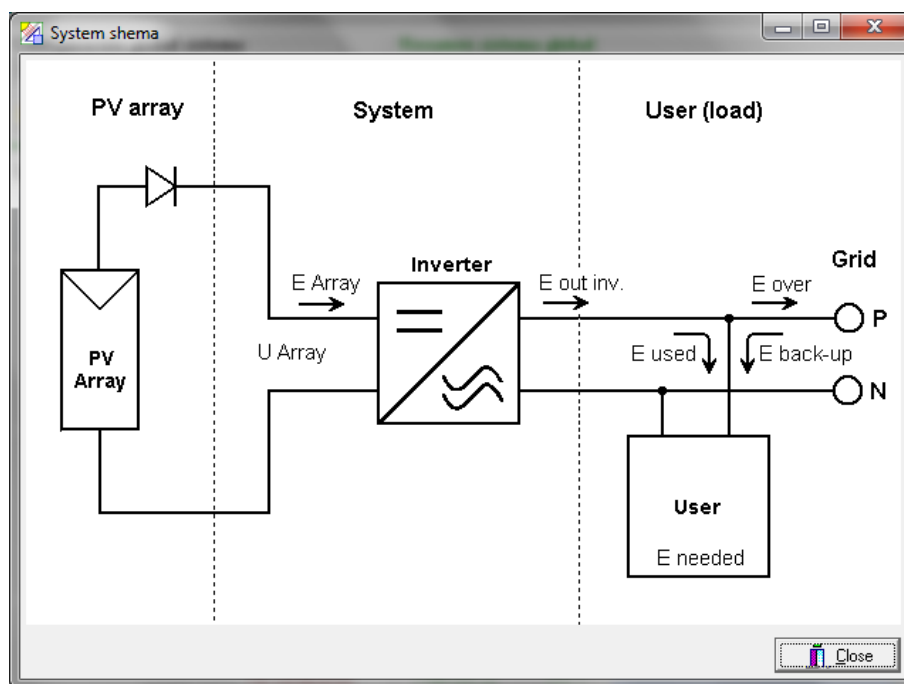


Figura 19. Esquema de la instalación

Mientras el sistema simula la instalación, aparece el pantallazo de la figura 20.

The screenshot shows the 'Hourly Simulation Progress' window. The status bar indicates 'Simulación terminada con éxito' (Simulation completed successfully) with a full progress bar. Below this, there are sections for 'Attenuation factors for Diffuse' and 'Display' options.

	IAM	Shading	IAM*Shading
Diffuse	0.961		
Albedo	0.811		

Muestra valores diarios Simulación 31/12/90

Meteo: Global, Diffuse, Tamb	1.70, 1.12kWh/m ² .día, 5.0°C, 2.2 m/s
On coll: Global, Diffuse, Glob. eff.	2.32, 1.20, 0.04, 2.24 kWh/m ² .día
System: EMax, ENet, EUse	13.1, 13.1, 12.31kWh/día
Load: ELoad, EUsed, EOver	Ilimitado, 0.0, 0.0 kWh/día

Control buttons: Step by step, Continue, OK.

Figura 20. Proceso de simulación.

Por último, el sistema muestra los resultados de la simulación, como aparece en la figura 21.

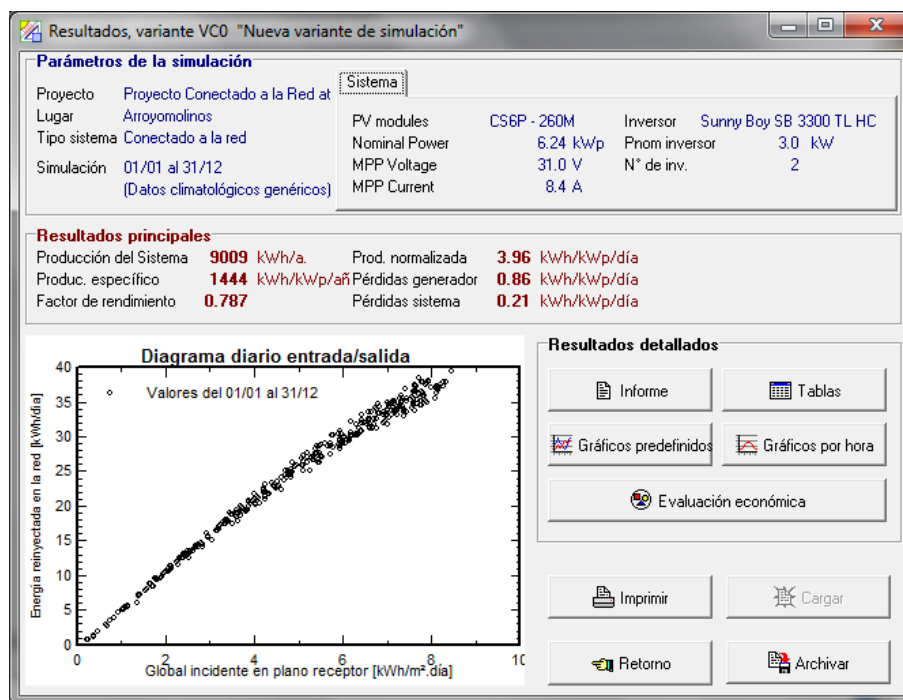


Figura 21. Resultados de la simulación.

Los valores más importantes que se muestran son la producción anual, resultando:

- Energía producida estimada: 9009 kWh/año.
- Potencia nominal: 6,24 kW.
- Voltaje en el punto de máxima potencia: 21 V.
- Corriente en el punto de máxima potencia: 8,4 A.

El programa genera un documento con todos los detalles de la simulación, éste se encuentra en el apéndice del proyecto.

5. Estudio energético y económico.

5.1. Balance económico

Para la realización del balance económico es preciso determinar la inversión, para ello, se va a tener en cuenta:

-Inversión Planta fotovoltaica

-Suministros eléctricos

-Los módulos fotovoltaicos empleados en la planta solar fotovoltaica serán Modelo CS6P 260M de 260 Wp, y se dispondrán en estructuras de acero galvanizado en caliente con tornillería de acero galvanizado en caliente o inoxidable.

- Los Inversores empleados son el Modelo Sunny Boy 3300 TL HC de la empresa SMA de 3 kW.

-Tratándose de una instalación en cubierta no es necesaria la obra civil que aumentaría la inversión inicial de forma considerable. Solo hay que tener en cuenta el montaje de la estructura soporte y los módulos fotovoltaicos, donde se incluirá el montaje de módulo junto con estructura y nivelación requerida para su correcto funcionamiento.

-También es necesario tener en cuenta que se debe abrir una canalización hasta la acometida para conectar el sistema con la red eléctrica.

En la siguiente página se muestra la tabla 4 con los desembolsos iniciales correspondientes a la inversión, se han obtenidos algunos de ellos del distribuidor de productos para instalaciones fotovoltaicas Teknosolar®:

Tabla 4. Inversión inicial de la instalación.

Equipo	Precio unitario	Unidades	Total
Módulos fotovoltaicos	455 €/unidad	22	10.010 €
Inversores	1.270 €/unidad	2	2.540 €
Estructuras soporte	75 €/unidad	22	1.650 €
Cableado 2,5 mm2	0,62 €/m	50	31 €
Cableado 10 mm2	1,7€/m	150	255 €
Contador trifásico bidireccional	125€/unidad	1	125 €
Proyecto de instalación	1.000 €	1	1.000 €
Protecciones	300 €	1	300 €
Obra de conexión a la acometida	2.000€	1	2.000 €
TOTAL			17.911 €

Para hacer un balance económico del proyecto se va a proceder a realizar el cálculo del Valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) con el fin de saber si es un proyecto viable, económicamente hablando. Para el cálculo de ambos términos es necesario tener en cuenta los siguientes datos:

- **Capital inmovilizado:** el cual se corresponde con la inversión total calculada anteriormente.
- **Capital circulante:** Por normativa, es preciso tener un stock mínimo de placas fotovoltaicas, un 0,05 % del total. Se recupera en el último año. Al ser una instalación tan pequeña no se contempla.
- **Total fondos invertidos:** se corresponde con la suma del capital inmovilizado con el capital circulante.
- **Inflación:** 2,9 %. Se aplicará esta inflación al capital inmovilizado, capital circulante, ventas, costes, sueldos, mantenimiento y seguros.
- **Ventas:** se estima un precio de venta la electricidad de 48,8696 c€ por cada kWh producido. La venta anual de energía se obtiene multiplicando este precio por la cantidad de energía producida, teniendo en cuenta que se debe aplicar una retención de un 21% de IVA.

Venta anual:

$$48,8606 \cdot 10^{-2} \text{€}/kWh \cdot 9009 kWh/año = 4401,9 \text{ € anuales} \quad [13]$$

- **Mantenimiento:** las empresas ofrecen un mantenimiento de la planta solar FV de 19,5€/kW, que incluye la limpieza periódica de los paneles, pero al ser una instalación en vivienda no es necesario un mantenimiento contratado, ya que con realizar dos limpiezas anuales de los paneles y un control del sistema eléctrico será suficiente.
- **Ingresos:** Es la diferencia entre las ventas y los costes, considerados anteriormente.
- **Amortización:** depreciación efectiva que sufre los bienes del activo. La amortización de la planta se considera lineal a 25 años.
- **BAI:** es el beneficio antes de impuestos obtenido a partir de los ingresos menos la amortización de la inversión.
- **Impuestos:** consideramos el 21 % del IVA.
- **BDI:** El resultado de restar al BAI el porcentaje correspondiente a impuestos.
- **Fondos generados:** representa la suma de la amortización y el BDI.
- **Cash flow o flujos de caja:** diferencia entre los fondos generados y la inversión, para cada año.
- **VAN o valor actual neto:** es el flujo de costes actualizados y corregidos a t=0 aplicando un tipo de interés, k, del 8%. Siendo n, el año del proyecto para el que se calcula.

$$VAN = \sum \frac{\text{Flujo Caja}}{(1+k)^n} \quad [14]$$

- **TIR, tasa de interés de referencia:** Tipo de interés de referencia para el que el VAN del proyecto se hace nulo.

Actualmente el marco regulatorio español en cuanto a la tarificación de las energías renovables no está definido. Si bien se basa en unas fórmulas que ya están publicadas, deja algunos aspectos sin determinar, teniendo carácter retroactivo y pudiendo ser el fin de las inversiones.

Basándose en la anterior tarifa (que ya no está vigente) pero que es la que se puede tomar como referencia, se obtiene un precio de venta de 48,8606 c€/kWh y sabiendo que en base a las predicciones meteorológicas se obtendrá una producción de energía de 9009 kWh anual.

Por tanto se obtienen unos ingresos anuales de:

$$\text{Ingresos anuales} = 9.009 \text{ kWh} \cdot 48,8606 \cdot 10^{-2} \text{ €/kWh} = 4401,85 \text{ € anuales}$$

A los que si se les aplica la reducción debida al IVA del 21% se obtienen:

$$\text{Ingresos anuales (con IVA)} = 4401,85 = 3477,5 \text{ € anuales}$$

En la tabla 5 aparecen diferentes columnas:

- La primera muestra el número de años de la vida útil de la planta.
- La segunda columna corresponde con el desembolso. Son los gastos que se van ocasionando con el paso de los años, por ejemplo para el año cero se tiene en cuenta la inversión inicial y para los sucesivos años se utilizan los gastos ocasionados por la compra de la energía eléctrica durante el año en la vivienda (que son aprox. 1000€) y la contratación del seguro de la instalación (300€ anuales).
- La tercera columna hace referencia a los ingresos, que son las ganancias obtenidas de la venta de la energía.
- La cuarta columna corresponde con la diferencia entre los desembolsos y los ingresos.
- En la última columna se muestra el resultado de aplicar las fórmulas de VAN y TIR, con el fin de obtener sus valores correspondientes.

Tabla 5. Cálculo del VAN y el TIR

Años	Desembolso	Ingresos	Movimiento de fondos	Tasa de descuento	Fondos actualizados
0	17.911,00 €		-17911	2,4%	-15156
1	1300	3477,46265	2177,462649		2126,428368
2	1300	3477,46265	2177,462649		2076,590203
3	1300	3477,46265	2177,462649		2027,92012
4	1300	3477,46265	2177,462649		1980,390742
5	1300	3477,46265	2177,462649		1933,975334
6	1300	3477,46265	2177,462649		1888,647787
7	1300	3477,46265	2177,462649		1844,382605
8	1300	3477,46265	2177,462649		1801,154888
9	1300	3477,46265	2177,462649		1758,94032
10	1300	3477,46265	2177,462649		1717,715156
11	1300	3477,46265	2177,462649		1677,456207
12	1300	3477,46265	2177,462649		1638,140827
13	1300	3477,46265	2177,462649		1599,746902
14	1300	3477,46265	2177,462649		1562,252834
15	1300	3477,46265	2177,462649		1525,637533
16	1300	3477,46265	2177,462649		1489,880403
17	1300	3477,46265	2177,462649		1454,961331
18	1300	3477,46265	2177,462649		1420,860675
19	1300	3477,46265	2177,462649		1387,559253
20	1300	3477,46265	2177,462649		1355,038333
21	1300	3477,46265	2177,462649		1323,279622
22	1300	3477,46265	2177,462649		1292,265256
23	1300	3477,46265	2177,462649		1261,977789
24	1300	3477,46265	2177,462649		1232,400185
25	1300	3477,46265	2177,462649		1203,515805
TOTAL	50411	86936,5662	36525,56622	VAN	22.670,12 €
				TIR	11%

Como se observa, el proyecto tiene una rentabilidad de un 11 %, muy por encima de lo que ofrecen actualmente los bancos, que está en torno a un 3 %. Además de ser una inversión rentable se consigue obtener un beneficio en torno a 23.000 € al final de la vida útil de la instalación procedente de una fuente renovable.

Se debe tener en cuenta que el precio de venta de energía ha cambiado, siendo inferior al que se está teniendo en cuenta, por lo que si se produjese una reducción sustancial el proyecto podría ser no rentable. Si el precio de venta de la energía eléctrica resultase inferior a 0,32

€/kWh el proyecto no resultaría rentable, generando incluso pérdidas al final de la vida de la instalación.

5.2. Balance energético.

Como se ha observado en el programa PV Syst, en base a las condiciones climáticas que ofrece el programa se estima una producción anual de 9.009 kWh. Según históricos del consumo de electricidad, en la vivienda se consumen anualmente unos 4.800 kWh (aproximadamente 400 kWh mensuales) por lo que con la generación energética proporcionada por los paneles se cubriría la demanda con creces. Una alternativa sería utilizar acumuladores con el fin de producir para el autoabastecimiento energético de la vivienda. El problema que presenta esta opción es que actualmente el controvertido Real Decreto 15/2013[11] exige un gravamen al autoconsumo de energía, por lo que además de encarecer la inversión debida a la necesidad de instalar nuevos equipos destinados a la acumulación de energía, debería pagarse una tasa por producción.

Reducción de emisiones.

Las energías renovables tienen la ventaja de reducir las emisiones de contaminantes durante su vida de operación. Habitualmente se habla de reducción de la cantidad de CO₂ emitida a la atmósfera, con el fin de comparar las emisiones que se producirían de ese contaminante si la producción de la energía eléctrica se originase mediante tecnología fósil [12].

La fórmula que aproxima las emisiones de CO₂ vertidas al medio es la siguiente:

$$\text{Reducción de emisiones de CO}_2 = \frac{\text{kWh}_{\text{producidos}} \cdot 0,73}{1000} \quad [15]$$

$$\text{Reducción de emisiones de CO}_2 = \frac{9.009 \text{ kWh} \cdot 0,73}{1000} = 6,58 \text{ Tm CO}_2$$

Pero se debe tener en cuenta el ciclo de vida de las instalaciones fotovoltaicas, ya que durante la producción de los paneles se realiza un consumo energético altísimo, que suele proceder de energía fósil.

Algunos análisis de vida sobre fotovoltaica muestran los siguientes datos:

- Los paneles monocristalinos tienen unas emisiones de CO₂ asociados a la producción del panel de 45 gramos de emisiones del gas por cada kWh producido.
- Una instalación de 1 kW de tecnología monocristalina tiene unas emisiones de CO₂ asociadas a todos los componentes de la instalación* de 2,45 toneladas por aprox. 1600 kWh de producción.

Por lo que si se aplica a esta instalación obtenemos:

- Instalación: 6 kW
- Producción anual: 9.009 kWh
- Emisiones asociadas a la producción:

$$9.009 \text{ kWh} \cdot 45 \text{ g CO}_2/\text{kWh} = 405,41 \text{ Kg}$$

Y sabiendo que se evitan aproximadamente 6 toneladas de emisiones con la producción anual, resulta un balance positivo, por lo que continúa siendo una energía “verde”

*Los componentes de la instalación se consideran marcos de aluminio, cableado, interruptores, fusibles, inversores y baterías.

6. Conclusiones.

Del trabajo elaborado se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- La mayor parte de la inversión se destina a la compra del generador fotovoltaico – los paneles solares- y el inversor. Constituyendo ambos elementos el 70 % del desembolso.
- El proyecto de la instalación fotovoltaica es una opción viable en la actualidad, dado que es posible recuperar la inversión inicial en un plazo de 9-10 años, generando unos beneficios posteriores.
- Si el precio de la venta de la electricidad sigue cayendo, este tipo de instalaciones no serán viables económicamente hasta que la tecnología no abarate más sus precios.
- También se consigue una producción anual estimada de unos 9.000 kWh. Y teniendo en cuenta que un hogar tipo como el del proyecto consume aproximadamente 4.800 kWh al año, sería posible abastecer a dos viviendas similares si se redujese un poco el consumo.
- Con el uso de soportes informáticos se hace mucho más sencillo el diseño de un sistema fotovoltaico.
- Gracias a la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar fotovoltaica se consiguen reducir las emisiones de CO₂ en 6 toneladas al año.

7. Bibliografía.

- [1] Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo (BOE del 26.5.2007).
- [2] Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre (BOE del 3.11.1997).
- [3] Real Decreto 14/2010, de 23 de diciembre (BOE del 24.12.2010).
- [4] MORALES de LABRA, J. *Reforma Energética 2013*. Suelo Solar. Disponible en web: <http://www.suelosolar.es/newsolares/newsol.asp?id=8514>
- [5] Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre (BOE del 8.12.2011)
- [6] BLASCO, F. *Cálculo instalación fotovoltaica*. Disponible en web: <http://solaraction.blogspot.com.es/2012/12/calculo-instalacion-fotovoltaica.html>
- [7] GREEN, M.A. et al. *Solar cell efficiency tables* (ed. 14), 1999.
- [8] NOFUENTES, G y otros. *Manual técnico. Instalación de plantas fotovoltaicas en terrenos marginales*. ISBN 978-84-694-2315-8
- [9] MC MAHON, S. *In news, PV modules*. Disponible en web: www.pv-tech.org/news/first_solar_and_suntech_led_2011s_module_manufacturer_rankings_says_lux_res
- [10] PÉREZ HIGUERAS, P. y Domingo Aguilar Peña J. *Curso de energía solar fotovoltaica*. 2004
- [11] Real Decreto 15/2013, de 15 marzo (BOE de 16.3.2013)
- [12] Ecooo Revolución Solar. *Emisiones de CO2 en la producción de paneles fotovoltaicos*. Disponible en web: <http://es.scribd.com/doc/38737728/6-Emisiones-de-CO2-en-la-produccion-de-paneles-fotovoltaicos>
- AGUILERA NIEVES, A. *Manual mantenimiento de instalaciones solares fotovoltaicas. Certificados de profesionalidad*. Publicaciones Vértice, 1ª ed., (08/2011).
- PÉREZ CARRIÓN, P. *Módulos Fotovoltaicos*
- TORRES PORTERO, M.A. *El ABC de la energía solar fotovoltaica en España : "la guía definitiva para el pequeño inversor"*. Ra-Ma Editorial. ISBN 978-84-7897-883-0.
- TOBAJAS VÁZQUEZ, M. Carlos. *Energía solar fotovoltaica*. CEYSA editorial. ISBN 9788496960190

Universidad Rey Juan Carlos
Trabajo Fin de Grado: Instalación Fotovoltaica.

MARTÍNEZ JIMÉNEZ, Amador. *Dimensionado de instalaciones solares fotovoltaicas*. Editorial Paraninfo. ISBN 978-84-2833-298-9

Guía instalación Kit Fotovoltaico. Renovables online. Disponible en web:

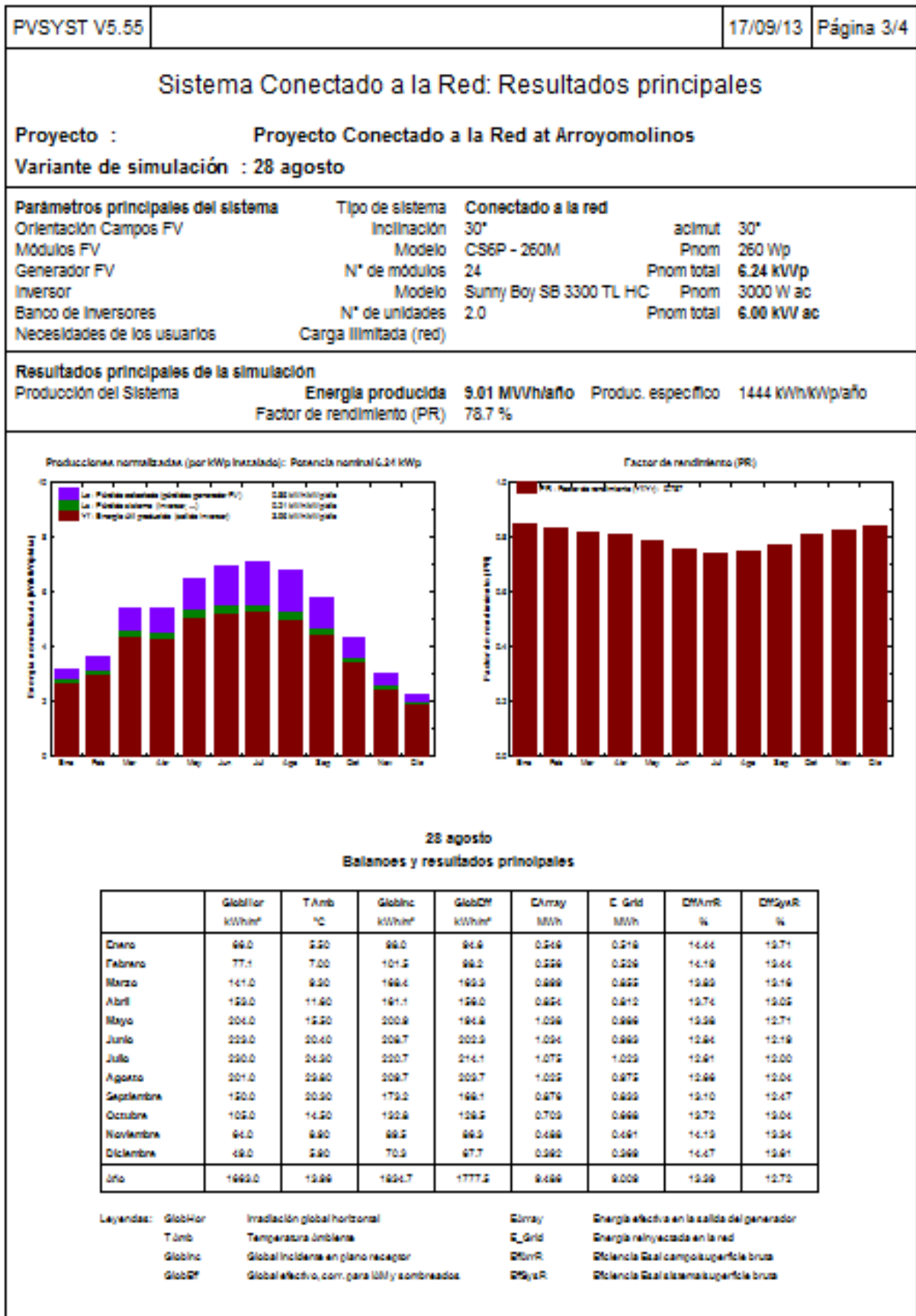
<http://www.youtube.com/watch?v=kCP2hqXmpZ8>

Apéndice I. Documento Simulación.

Documento Simulación. Generado por el software PV Syst con todos los datos referentes a la simulación y los resultados de ésta.

PVSYST V5.55		17/09/13	Página 1/4
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto :	Proyecto Conectado a la Red at Arroyomolinos		
Lugar geográfico	Arroyomolinos	Pais	España
Ubicación	Latitud 40.5°N	Longitud	3.5°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT+1	Altitud	582 m
	Albedo 0.33		
Datos climatológicos :	Arroyomolinos, Síntesis datos por hora		
Variante de simulación : 28 agosto			
	Fecha de simulación	29/08/13 12h34	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación	30°	Acimut 30°
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos		
Sombras cercanas	Sin sombreado		
Características generadores FV (2 Tipo de generador definido)			
Módulo FV	SI-mono	Modelo C 36P - 260M	
		Fabricante Canadian Solar Inc.	
Generador#1	Número de módulos FV	En serie 12 módulos	En paralelo 1 cadenas
	N° total de módulos FV	N° módulos 12	Prom unitaria 260 Wp
	Potencia global generador	Nominal (STC) 3120 Wwp	En cond. funciona. 2763 Wp (50°C)
	Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp 327 V	I mpp 8.5 A
Generador#2	Número de módulos FV	En serie 12 módulos	En paralelo 1 cadenas
	N° total de módulos FV	N° módulos 12	Prom unitaria 260 Wp
	Potencia global generador	Nominal (STC) 3120 Wwp	En cond. funciona. 2763 Wp (50°C)
	Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp 327 V	I mpp 8.5 A
Total	Potencia global generadores	Nominal (STC) 6 kWp	Total 24 módulos
		Superficie módulos 38.6 m²	Superficie célula 34.4 m²
Inversor			
	Modelo	Sunny Boy SB 3300 TL HC	
	Fabricante	SMA	
	Tensión Funciona.	125-600 V	Prom unitaria 3.00 kW AC
Generador#1:	N° de Inversores	1	Potencia total 3.0 kW AC
Generador#2:	N° de Inversores	1	Potencia total 3.0 kW AC
Total	N° de Inversores	2	Potencia total 6 kW AC
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (Viento) 0.0 W/m²K / m/s
	=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, Viento=1m/s)		TONC 56 °C
Pérdida Óhmica en el Cableado	Generador#1	664 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
	Generador#2	664 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
	Global		Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas 1.0 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 2.0 % en MPP
Efecto de Incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos I - 1)	Parámetro bo 0.05

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

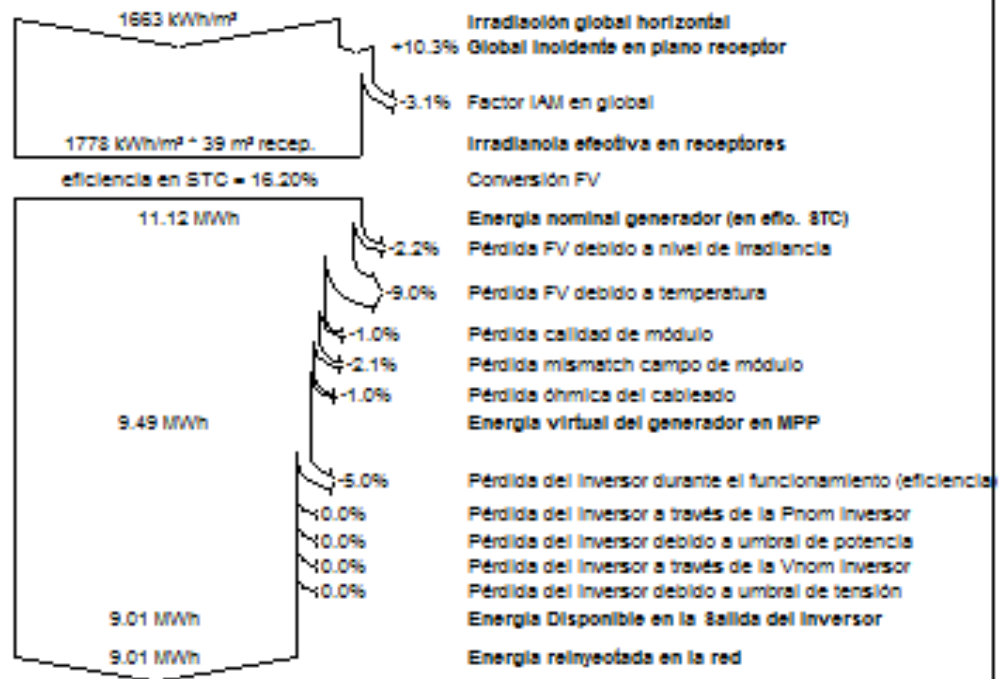


Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Arroyomolinos
Variante de simulación : 28 agosto

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	Inclinación	30°	acimut	30°
Módulos FV	Modelo	CS6P - 260M	Pnom	260 Wp
Generador FV	N° de módulos	24	Pnom total	6.24 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Boy SB 3300 TL HC	Pnom	3000 W ac
Banco de Inversores	N° de unidades	2.0	Pnom total	6.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga Ilimitada (red)			




Diagrama de pérdida durante todo el año



Traducción a In garantía, sólo el texto inglés está garantizado.

Apéndice II. Ficha técnica panel solar.

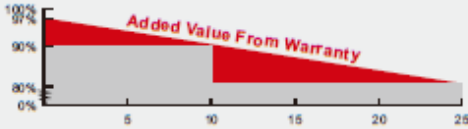
Ficha técnica del panel solar fotovoltaico seleccionado. Modelo CS6P- 260 M,
Canadian Solar.



Key Features

- High module efficiency up to 16.16%
- Positive power tolerance: 0 ~ +5W
- Robust frame to up to 5400 Pa load
- Self-cleaning surface
- Outstanding performance at low irradiance
- High energy yield at Low NOCT

**Backed By Our New 10/25 Linear Power Warranty
Plus our added 25 year insurance coverage**



- 10 year product warranty on materials and workmanship
- 25 year linear power output warranty

Best Quality


- 235 quality control points in module production
- EL screening to eliminate product defects
- Current binning to improve system performance
- Accredited Salt mist/Ammonia resistance

Best Warranty Insurance

- 25 years worldwide coverage
- 100% warranty term coverage
- Providing third party bankruptcy rights
- Non-cancellable
- Immediate coverage
- Insured by 2 world top insurance companies

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, IEC61701 ED2, UL1703, IEC62716, CEC Listed, CE and MCS
- ISO9001:2008: Quality Management System
- ISO/T S16949:2009: The automotive quality management system
- ISO14001:2004: Standards for Environmental management system
- QC080000 HSPM: The Certification for Hazardous Substances Regulations
- OHSAS 18001:2007: International standards for occupational health and safety



www.canadiansolar.com

CS6P-240/245/250/255/260M

Electrical Data

STC	CS6P-240M	CS6P-245M	CS6P-250M	CS6P-255M	CS6P-260M
Nominal Maximum Power (Pmax)	240W	245W	250W	255W	260W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	30.2V	30.3V	30.4V	30.5V	30.7V
Optimum Operating Current (Imp)	7.95A	8.05A	8.22A	8.35A	8.48A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.3V	37.4V	37.5V	37.7V	37.8V
Short Circuit Current (Isc)	8.46A	8.61A	8.74A	8.87A	8.99A
Module Efficiency	14.92%	15.23%	15.54%	15.85%	16.16%
Operating Temperature	-40°C~+85°C				
Maximum System Voltage	1000V (IEC), 1600V (UL)				
Maximum Series Fuse Rating	15A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ +5W				

Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C

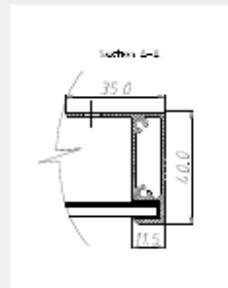
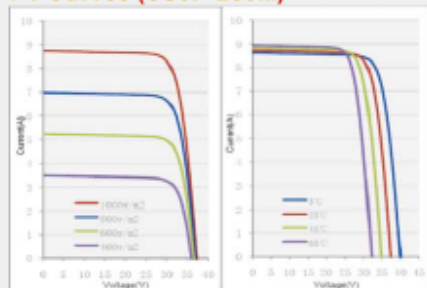
NOCT	CS6P-240M	CS6P-245M	CS6P-250M	CS6P-255M	CS6P-260M
Nominal Maximum Power (Pmax)	173W	177W	180W	184W	188W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	27.5V	27.6V	27.7V	27.8V	28.0V
Optimum Operating Current (Imp)	6.29A	6.40A	6.51A	6.62A	6.70A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.2V	34.3V	34.4V	34.6V	34.7V
Short Circuit Current (Isc)	6.85A	6.97A	7.08A	7.18A	7.28A

Under Normal Operating Cell Temperature, irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s

Mechanical Data

Cell Type	Mono-crystalline 156 x 156mm, 2 or 3 Busbars
Cell Arrangement	60 (6 x 10)
Dimensions	1638 x 982 x 40mm (64.5 x 38.7 x 1.57in)
Weight	19kg (41.9 lbs)
Front Cover	3.2mm Tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-BOX	IP65 or IP67, 3 diodes
Cable	4mm ² (IEC)/12AWG(UL), 1000mm
Connectors	MC4 or MC4 Comparable
Standard Packaging (Modules per Pallet)	24pcs
Module Pieces per container (40 ft. Container)	672pcs (40'HQ)

I-V Curves (CS6P-250M)



*Specifications included in this datasheet are subject to change without prior notice.

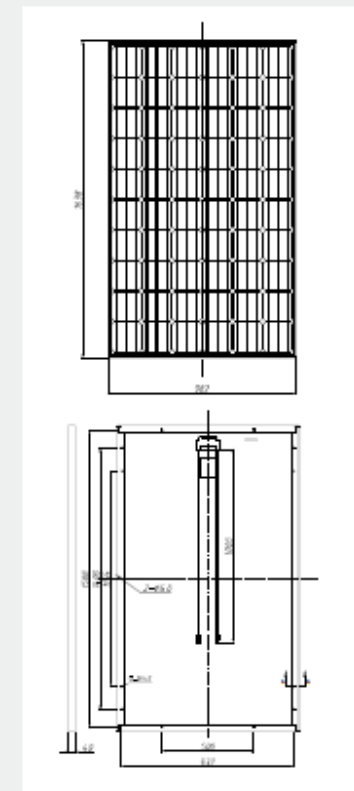
Temperature Characteristics

Temperature Coefficient	Pmax	-0.45%/°C
	Voc	-0.35%/°C
	Isc	0.060%/°C
Normal Operating Cell Temperature		45±2°C

Performance at Low Irradiance

Industry leading performance at low irradiation environment, +9.5.5% module efficiency from an irradiance of 1000w/m² to 200w/m² (AM 1.5, 25 °C)

Engineering Drawings



About Canadian Solar

Canadian Solar Inc. is one of the world's largest solar companies. As a leading vertically-integrated manufacturer of ingots, wafers, cells, solar modules and solar systems, Canadian Solar delivers solar power products of uncompromising quality to worldwide customers. Canadian Solar's world class team of professionals works closely with our customers to provide them with solutions for all their solar needs.

Canadian Solar was founded in Canada in 2001 and was successfully listed on NASDAQ Exchange (symbol: CSIQ) in November 2006. Canadian Solar has cell manufacturing capacity of 1.5GW and module manufacturing capacity of 2.3GW.

Headquarters | 545 Speedvale Avenue West
 Guelph | Ontario N1K 1E6 | Canada
 Tel: +1 519 837 1881
 Fax: +1 519 837 2550
 inquire.ca@canadian-solar.com
 www.canadian-solar.com

EN-Rev 3.52 Copyright © 2013 Canadian Solar Inc.

Apéndice III. Ficha técnica inversor.

Ficha técnica del inversor seleccionado. Modelo Sunny Boy 3300TL HC.

SUNNY BOY 3300TL HC





SB 3300TL HC

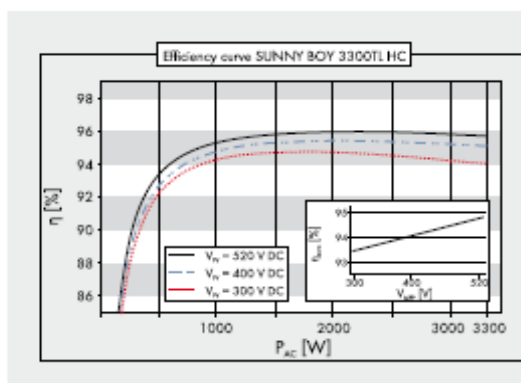
Efficient <ul style="list-style-type: none">• Efficiency up to 96 %• Transformerless	Safe <ul style="list-style-type: none">• Integrated ESS DC load disconnecting unit	Simple <ul style="list-style-type: none">• DC plug system SUNCLIX	Reliable <ul style="list-style-type: none">• Worldwide SMA service including Service line• Attractive SMA warranty program
--	---	--	--

SUNNY BOY 3300TL HC

Flexible and powerful

The transformerless topology of the Sunny Boy 3300TL HC offers two significant advantages: a high level of efficiency and easy installation due to the low overall weight. The device also offers impressive flexibility of application. Due to its broad input voltage range and input current range, all standard crystalline modules can be combined with the Sunny Boy 3300TL HC. In addition, the IP 65 protection rating and the first-class temperature management enable the device to be used under extreme climatic conditions. The integrated DC load-disconnecting switch saves the system operator the cost of an external switching device. The Sunny Boy 3300TLHC is also equipped with an all-pole sensitive leakage current monitoring unit, which guarantees safe operation at all times. As with all Sunny Boys, the SB 3300TL HC is also compatible with SMA communication products.

Technical data	Sunny Boy 3300TL HC
Input (DC)	
Max. DC power (at $\cos \varphi = 1$)	3440 W
Max. DC voltage	750 V
MPP voltage range	313 V - 600 V
DC nominal voltage	520 V
Min. DC voltage / start voltage	125 V / 150 V
Max. input current / per string	11 A / 11 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	1 / 2
Output (AC)	
AC nominal power (at 230 V, 50 Hz)	3000 W
Max. AC apparent power	3300 VA
Nominal AC voltage; range	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V
AC grid frequency; range	50 Hz; -4.5 Hz, +2.5 Hz
Max. output current	16 A
Power factor ($\cos \varphi$)	1
Phase conductors / connection phases	1 / 1
Efficiency	
Max. efficiency / Euroeta	96.0 % / 94.6 %
Protection devices	
DC reverse-polarity protection	●
ESS switch-disconnector	●
AC short-circuit protection	●
Ground fault monitoring	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●
Galvanically isolated / all-pole sensitive fault current monitoring unit	-/●
Protection class / overvoltage category	I / III
General data	
Dimensions (W / H / D) in mm	470 / 490 / 225
Weight	28 kg
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	≤ 29 dB(A)
Internal consumption (night)	< 0.25 W
Topology	transformerless
Cooling concept	OptiCool
Electronics protection rating / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP65
Climatic category (per IEC 60721-3-4)	4K4H
Features	
DC connection: SUNCLIX	●
AC connection: screw terminal / plug connector / spring-type terminal	●/-/-
Display: text line / graphic	●/-
Interface: RS485 / Bluetooth*	○/○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	●/○/○/○/○
Certificates and permits (more available on request)	CE, VDE 01261-1, DK 5940*, RD 1663, PPC, EN 50438**, C10/C11, PPDS
* Only applies to IT variants, ** Does not apply to all national deviations of EN 50438	
● Standard features ○ Optional features - not available	
Data at nominal conditions	
Type designation	SB 3300TL HC



Accessories

