UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO DE FIN DE CARRERA

INGENIERIA INDUSTRIAL: ELECTRICIDAD

Integración solar fotovoltaica en un edificio conectado a red

AUTOR: Sergio Arce González
TUTOR: Consuelo Gómez Pulido

INDICE

1. PRÓLOGO

La reciente aprobación del Código Técnico de la Edificación (CTE) va a suponer una gran transformación en los campos del proyecto, la construcción y la rehabilitación de edificios, que propiciará el fomento de la innovación y el desarrollo tecnológicos, tanto en los procedimiento edificatorios como en los materiales constructivos, para alcanzar el objetivo de construir unos edificios más habitables, seguros, eficientes energéticamente y respetuosos con el medio ambiente.

Entre las acciones relacionadas con la energía y el medio ambiente que incorpora el CTE destaca la obligación de instalar sistemas de energía solar térmica en todos los nuevos edificios con demanda de agua caliente sanitaria (ACS), y sistemas de energía solar fotovoltaica para producción de electricidad en los nuevos edificios del sector terciario a partir de determinada superficie.
Estas medidas a favor de la eficiencia energética en los edificios permitirán reducir la emisión de gases de efecto invernadero, y minimizar, por tanto, los efectos del cambio climático.

Aunque la tecnología fotovoltaica ha venido desarrollándose desde hace mucho tiempo, tanto en España como en el resto del mundo, todavía son pocos los ejemplos de edificios españoles con integración de sistemas fotovoltaicos, es decir, sistemas en los que los paneles solares cumplan una doble función: energética y arquitectónica. Por otra parte, esta ausencia de integración de sistemas solares en los edificios perjudica el avance de los aprovechamientos de fuentes de energía renovable que impulsa el CTE, y concretamente el de los sistemas solares térmicos y fotovoltaicos. Ésta es la razón por la que el CTE prima la integración sobre la superposición o, todavía más, sobre lo que se denomina "caso general", que es cuando ni la orientación ni la inclinación del campo de captación se relacionan con los ejes principales de la edificación, ni con la envolvente de la misma.

Esta visión arquitectónica de las instalaciones fotovoltaicas abarca desde el estudio de las variantes en la fabricación de las células (con atención, por tanto, a los materiales, colores y tamaños, la separación entre las células, etcétera) y la importancia de la orientación e inclinación del módulo en la irradiancia recibida y en su generación energética (para lo que se evalúan las pérdidas en relación con la posición óptima), hasta el desarrollo de detalles constructivos de fachadas y cubiertas, que son los elementos de la envolvente arquitectónica dispuestos para recibir la integración de los sistemas fotovoltaicos.

2. FUNDAMENTOS DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA

2.1. INTRODUCCIÓN

La unidad básica fotovoltaica es la célula solar, y con ella se construyen los módulos fotovoltaicos, elementos de fácil manejo que conectados entre sí componen el generador eléctrico de una instalación fotovoltaica. Los módulos fotovoltaicos transforman directamente la luz solar en electricidad y pueden incluirse en la envolvente de los edificios de muy diversas maneras. En la mayoría de los casos estos 'edificios fotovoltaicos' están conectados a la red eléctrica, como será el caso de nuestro proyecto, pero existen también casos de edificios autónomos.

Para lograr una mejor integración arquitectónica, el diseño de estos módulos puede ajustarse dentro de ciertos límites. Cada tecnología fotovoltaica ofrece distintas posibilidades y, a su vez, tiene sus limitaciones. A continuación se describen las células y módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías. Características como la transparencia del módulo, su forma, su tamaño, su aspecto y su color o estructura constructiva se analiza para módulos de silicio cristalino y distintos tipos de módulos de capa delgada.

2.2. CÉLULAS Y MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

2.2.1. *La célula solar*

Las células solares fotovoltaicas transforman directamente la energía solar en energía eléctrica. Fabricados con materiales semiconductores estos dispositivos absorben parte de la radiación solar que incide sobre ellos y la transforman, con mayor o menor eficacia, en electricidad. Si se conecta una célula solar a una carga eléctrica y se ilumina, producirá una diferencia de potencial en esa carga y hará circular una corriente a través de ella. Bajo estas condiciones de operación, la célula funciona como un generador de energía eléctrica.

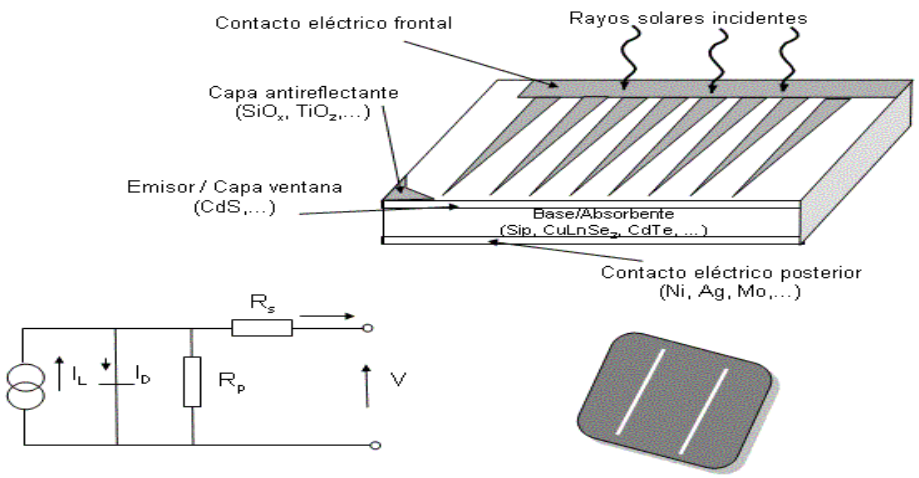


Figura 1. Representación esquemática de una célula solar fotovoltaica, de su circuito electrónico equivalente, y de una célula solar de silicio.
Fuente: www.virtual.unal.edu.com

Las células convencionales están fabricadas con obleas (finas láminas) de silicio cristalino de unos 100 centímetros cuadrados de superficie y unas décimas de milímetros de espesor. Sobre el silicio se deposita una capa fina antirreflectante que mejora su rendimiento y da a la célula un tono azulado. Sobre esa capa se imprime una malla metálica que constituye el contacto óhmico de la cara expuesta al sol. El contacto de la superficie posterior de la célula lo forma una capa metálica de distribución homogénea.

Existen dos tipos básicos de células solares: las de silicio 'monocristalino' y las de silicio 'multicristalino' (si bien popularmente se dice también 'policristalino', en rigor el uso de este término se limita a las células policristalinas de lámina delgada).
Las primeras logran algo más de rendimiento que las segundas, aunque la diferencia depende del fabricante; además, tienen un aspecto más oscuro, debido a que su superficie está texturizada para conseguir atrapar mejor la luz. Otra diferencia es que las células monocristalinas tienen las esquinas biseladas, puesto que se obtienen a partir del corte de barras de silicio de sección circular.

Existe un tercer tipo de célula cristalina de más reciente aparición que es la denominada 'de crecimiento en cinta sustentado por el borde', cuyas siglas en inglés son EFG (Edge defined filmed Grown). Sus propiedades eléctricas son algo parecidas a las de las células multicristalinas convencionales, pero pueden ser no sólo cuadradas, sino también rectangulares, y tener una longitud variable. Su aspecto es más homogéneo que el de las células multicristalinas.

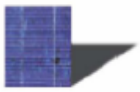
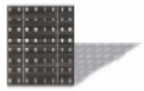
	Celula	Dimensiones	Eficiencia	W/m²	W/cel
	Policristalina	156x156 125x125	16 %	120	1,46- 3,85
	Monocristalina	156x156 125x125	18%	130	2,60- 4,02
	Monocristalina- alta eficiencia	125x125	21%	155	2,90- 3,11
	Monocristalina- semi transparent	125x125	17%	105	1,90- 2,20
	aSi thin film	576x976	5%	50	32
	aSi thin film 10% od. 20%	576x976	4%	40- 45	27

Figura 2. Tipos de células fotovoltaicas y sus principales características.
Fuente: Novosolar.

2.2.2. *El módulo fotovoltaico*

2.2.2.1. Características eléctricas y tecnológicas

Las células solares suelen tener valores de tensión bajos para la mayoría de las aplicaciones. Por este motivo se conectan en serie, o bien en paralelo (para conseguir mayores corrientes), y constituyen, una vez encapsuladas, una unidad de generación eléctrica llamada 'módulo fotovoltaico'.

Desde un punto de vista cualitativo, el comportamiento eléctrico de un módulo es similar al de las células que lo constituyen. En términos energéticos, los parámetros eléctricos principales de un módulo fotovoltaico son la 'potencia pico' y el 'rendimiento'.
La 'potencia pico' es la máxima potencia que es capaz de generar un módulo bajo condiciones estándar de iluminación (1000 W/m^2 de irradiancia solar y atmósfera estándar y 25 grados centígrados de temperatura del módulo).
El 'rendimiento' se define como el cociente entre la potencia máxima y la potencia luminosa que recibe el módulo. A mayor rendimiento, más generación de potencia por unidad de superficie. Por ejemplo un módulo de 1 m^2 que tenga un 15% de rendimiento genera una potencia de 150 W bajo un sol de 1000 W/m^2 [1]. Para estimar la cantidad de energía producida por ese módulo durante un tiempo determinado, se multiplica esa potencia (150 W) por la energía solar de referencia, es decir, la irradiación total recibida en KWh/m^2 dividida entre 1000. A este valor normalizado de irradiación se le denomina también número de 'horas pico'.

Hoy en día, en torno al 90 % de las células comerciales se fabrican con obleas de silicio, monocristalino o multicristalino. El uso predominante de este material para la fabricación de módulos comerciales se debe al buen conocimiento de su tecnología, a su relativo alto rendimiento y a su fiabilidad demostrada durante varias décadas. Sin embargo en el mercado existen otras tecnologías, entre las que destacan las de 'lámina delgada', así llamadas por el fino espesor de las capas que las constituyen.

La tecnología más consolidada en la familia de lámina delgada es la de silicio amorfo. Estos módulos ahorran material y tiempo en su fabricación respecto a los convencionales de silicio monocristalino, pero su rendimiento es aproximadamente la mitad (Ver tabla 1). Esta característica los ha relegado durante muchos años al mercado de productos de consumo de baja potencia, como relojes, calculadoras o linternas. De todas formas, el aspecto homogéneo, la versatilidad y las posibilidades de transparencia de los módulos de silicio amorfo los están convirtiendo en una alternativa interesante para la integración en edificios.

Las limitaciones de rendimiento del silicio amorfo han potenciado la búsqueda de materiales policristalinos alternativos para la fabricación de módulos de lámina delgada. Actualmente existe en el mercado una pequeña producción de módulos de teleruro de cadmio (CdTe), material ya considerado hace años para la conversión fotovoltaica. Sin embargo este producto presenta la desventaja del uso para su

[1] Esta irradiancia normalizada de 1000 W/m^2 se aproxima, en términos intuitivos, a la recibida por una superficie orientada al sol en torno al mediodía en un día de cielo despejado de primavera o verano de la Península ibérica.

fabricación del cadmio, un material muy tóxico para el medio ambiente. Una tecnología muy prometedora es la que utiliza en su fabricación el seleniuro de cobre e indio (CIS), con la que se han conseguido los módulos de lámina delgada más eficaces hasta ahora (rendimientos del 11 %, tabla 1).

Los rendimientos típicos de los módulos comerciales, que resultan siempre inferiores a los de las células individuales con los que están fabricados, oscilan entre un 12-15 % para los módulos de silicio monocristalino, y un 6-7 % para módulos de silicio amorfo. La tabla 1 recoge estos valores:

Tecnología	**Rendimientos típicos (%)**
Silicio monocristalino	12-15
Silicio multicristalino	11-13
CIS	10-11
Teleruro de cadmio	9
Silicio Amorfo	6-7

Tabla 1. Rendimientos típicos de módulos fotovoltaicos de distintas tecnologías. Fuente: La envolvente fotovoltaica en la arquitectura.

2.2.2.2. Características mecánicas y estructura

En el módulo, las células están protegidas eléctrica y mecánicamente, y también de los efectos de la intemperie. Las normas aplicables a los módulos fotovoltaicos incluyen una serie de ensayos mecánicos, ambientales y eléctricos que garantizan todas estas propiedades. Aunque el modo de fabricación de los módulos convencionales basados en obleas de silicio difiere mucho del de los de lámina delgada, su estructura final es similar. La estructura laminada de un módulo comercial suele ser del siguiente tipo:

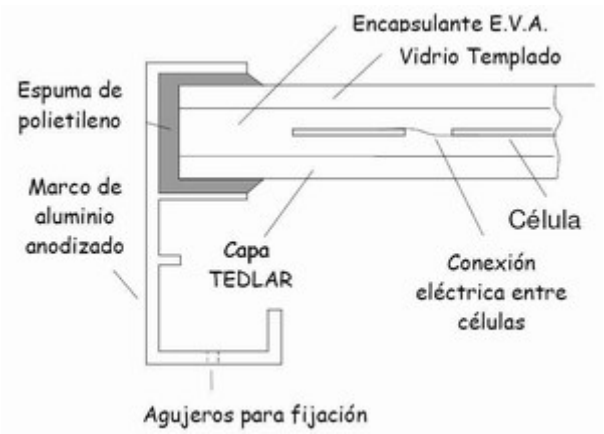


Figura 3. Estructura laminada habitual de un módulo comercial. Fuente: Demigen.

El vidrio utilizado está templado para resistir los esfuerzos térmicos y tiene una alta transmisividad luminosa (lo que se consigue reduciendo el contenido en hierro en la masa del vidrio). Su espesor es de unos 3 a 4 milímetros. El encapsulamiento suele ser un polímero transparente como el EVA (etil-vinil-acetato), aunque ocasionalmente se han usado resinas como el PVB. La cubierta superior suele estar constituida por un laminado de fluoruro de polivinilo (Tedlar) de color habitualmente blanco, aunque también puede ser transparente o de diversos colores. Esta capa es visible también desde la cara frontal del módulo, entre las células. El conjunto laminado tiene un espesor total en torno a los 5 milímetros.

La cubierta posterior es sustituible por un vidrio, como demuestran numerosos ejemplos existentes en el mercado. Esta configuración de doble vidrio es la más utilizada para la integración en edificios, por su mayor resistencia ante cargas de viento. El espesor total de este laminado oscila entre 10 y 12 milímetros, en función de los requerimientos del espesor del vidrio interior, que es el elemento resistente.
La otra gran ventaja de laminar las células de silicio cristalino entre dos vidrios es que el espacio que queda entre las células es transparente, lo que le confiere cierta transmisión luminosa al módulo. El porcentaje de luz, y visión, varía en función de la distancia que se deje entre las células. En el caso de los módulos de lámina delgada, esta transmisión parcial de luz se consigue reduciendo el espesor de las capas o eliminando parcialmente el material activo en puntos o franjas.

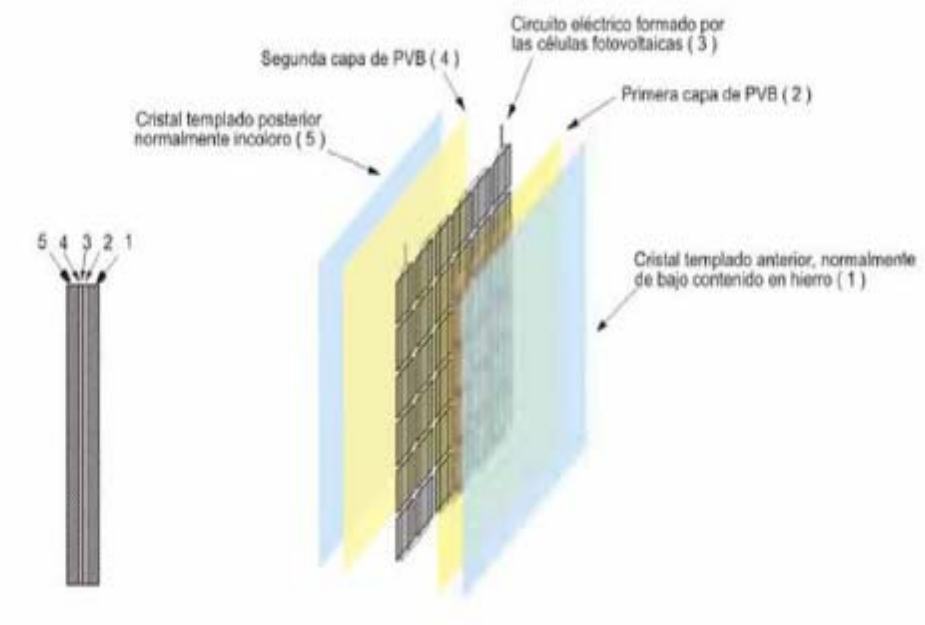


Figura 4. Módulo con estructura de doble vidrio que usa PVB como encapsulante. Fuente: Novosolar.

2.2.2.3. Tendencias actuales

Si al principio la tecnología dominante fue el silicio monocristalino, desde hace unos cuantos años la producción mundial está dominada por los módulos de silicio multicristalino. Éstos suponen ahora más de la mitad del mercado mundial y la mayor parte se fabrica en Japón. Los módulos de silicio monocristalino han pasado a un segundo puesto y actualmente representan algo menos de un tercio del total de la producción. Esta nueva redistribución del mercado se debe a que se están consiguiendo módulos de silicio multicristalino con rendimientos muy aceptables a precios más baratos que los de silicio monocristalino.

Actualmente, el desarrollo de materiales para células de silicio se centra en la reducción del espesor de las células, en la mejora de su rendimiento y en el abaratamiento de costes de fabricación. Asimismo, se intensifica la investigación y la comercialización de las tecnologías de lámina delgada. En cuanto al diseño de los módulos fotovoltaicos, la variación en aspectos y tamaños es cada vez mayor, y se adapta a las necesidades de su integración arquitectónica.

2.3. MÓDULOS FV PARA SU INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA

2.3.1. *Posibilidades de diseño*

Existen diversas posibilidades para adecuar el diseño del módulo a las necesidades de cada aplicación arquitectónica. Algunas de las características que pueden variarse, dentro de ciertos límites, son las siguientes:

-Tamaño y forma del módulo.
-Estructura constructiva del módulo.
-Forma y tamaño de las células.
-Color de las células y de la cubierta posterior.
-Transparencia del módulo.
-Número de células y su disposición en el módulo (no en módulos de lámina delgada, que son homogéneos).

Hay que tener en cuenta que muchas de las variaciones afectan al rendimiento eléctrico de los módulos. Así, una mayor transparencia afecta al coeficiente de transmisión térmica del módulo y, en definitiva, tiene cierto efecto en el balance energético global del edificio.

2.3.2. *Tamaño y forma del módulo*

El tamaño de la mayoría de los módulos no suele superar los 80 x 160 centímetros, aunque estas dimensiones pueden reducirse o incrementarse. Existen módulos cuya longitud supera los 2 metros, y mediante la utilización de resina como encapsulante pueden fabricarse de hasta 6 m^2. La forma habitual es rectangular, aunque los módulos flexibles de lámina delgada pueden adoptar diferentes curvaturas.

La sustitución del vidrio por materiales acrílicos permite obtener formas diversas, incluso en módulos de silicio cristalino.

Figura 5. Módulo flexible de silicio amorfo. Fuente: Uni-Solar

2.3.3. *La estructura constructiva del módulo*

La estructura del módulo que permite más posibilidades de integración en la arquitectura es la de doble vidrio, en la que el módulo fotovoltaico es parte de un vidrio laminado (veáse sección 2.2.2.2., figura 4). Este vidrio puede sustituirse por otros materiales más ligeros y maleables aunque igualmente transparentes.

En determinadas aplicaciones (ventanas, muros cortina o lucernarios) suele interesar que el módulo fotovoltaico presente una baja transmisión térmica. Para ello el laminado fotovoltaico se monta como un doble acristalamiento, en el que el módulo se sitúa siempre en la hoja exterior. El espesor de la cámara estanca intermedia oscila entre los 12 y los 16 milímetros para minimizar la transmisión térmica. La hoja interior puede ser un vidrio simple o bien un laminado de seguridad si el conjunto trabaja como antepecho o como lucernario. Añadiendo una capa de baja emisividad en la hoja interior, o un gas inerte, como el argón, la transmisión térmica se reduce aún más.

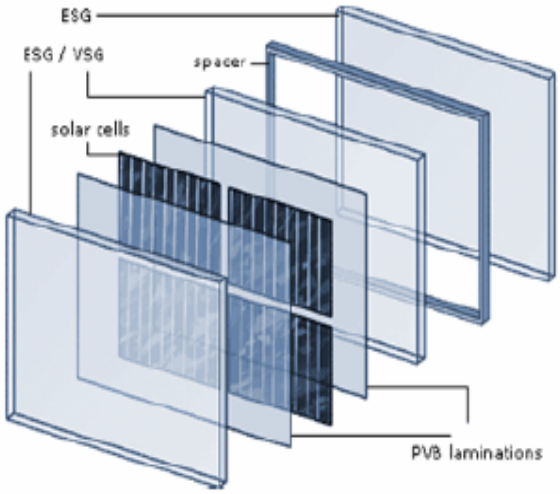


Figura 6. Módulo vidrio-vidrio con aislante térmico que usa PVB como encapsulante. Fuente: Novosolar.

Otra opción de diseño es instalar el laminado fotovoltaico como la hoja exterior de una fachada ventilada en la que la cámara intermedia no sea estanca. En invierno esta cámara puede cerrarse, con lo que se acentúa la ganancia térmica por el efecto invernadero, mientras que en verano se permite el flujo de aire caliente ascendente hasta su salida. De este modo se reduce la temperatura de trabajo de los módulos, lo que mejora su rendimiento. Además, el aire caliente que se genera en la cámara puede utilizarse para su recirculación en el propio edificio en invierno.

En construcciones con necesidades extras de aislamiento térmico se pueden montar módulos con aislante térmico de clase *II*, con una adaptación extra en partes interiores. Al igual que en el tipo anterior estarían formados por una disposición vidrio-vidrio semitransparente y formado mediante células policristalinas sobre una base de vidrio templado y un encapsulado. La placa delantera consistiría como en los casos anteriores, en un vidrio de alta transparencia y la parte trasera estaría compuesta por una lámina de vidrio aislante, generalmente un cristal templado de seguridad con una capa de baja transmisión de energía.

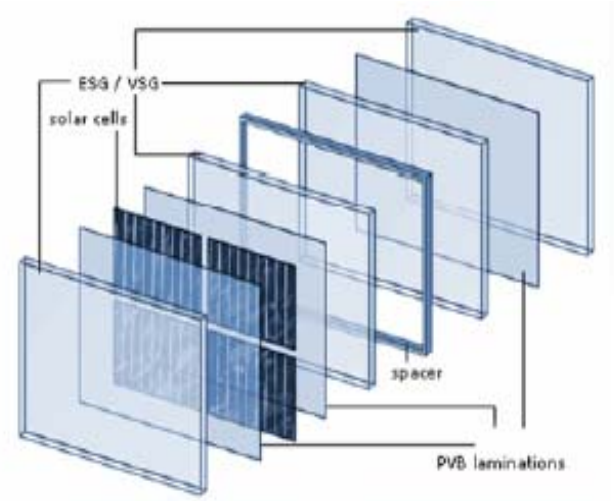


Figura 7. Módulo vidrio-vidrio con aislante térmico de la clase II que usa PVB como encapsulante. Fuente: Novosolar.

También pueden montarse módulos con protección sonora en muros y fachadas con necesidades en cuanto a aislamientos sonoros. Éstos están constituidos mediante células mono o policristalinas, con una estructura de vidrio templado y un encapsulado. La parte delantera consiste en un vidrio de alta transparencia, el cual garantiza un alto paso de luz. Para la protección de muros que avancen de norte a sur, los módulos podrían consistir en células de doble cara, las cuales pueden convertir la luz en electricidad por ambos lados, consiguiendo un incremento en la energía del sistema.

Los módulos con protección sonora son un gran paso adelante en términos de seguridad y adaptación de ventanales y la absorción del sonido está relacionada con el espesor de la lámina de vidrio, encontrándose esta generalmente dentro de un rango de 30 a 40 dB.

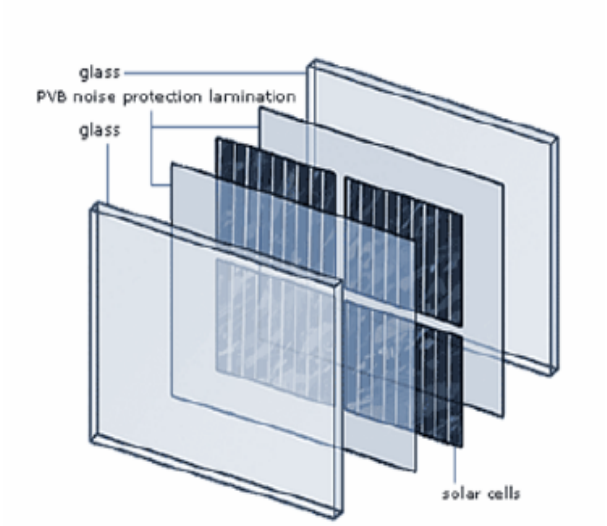


Figura 8. Módulo vidrio-vidrio con protección sonora que usa PVB como encapsulante. Fuente: Novosolar.

Por último se deben mencionar los módulos de silicio de lámina delgada, que como se comento anteriormente, son aquellos que permiten un alto paso de luz solar sin que se aprecie la disposición de las células fotovoltaicas. Es un producto basado en la tecnología de silicio amorfo, permitiendo que pase la luz a través de dichas líneas dotando al producto de un aspecto semi-transparente.
Se comporta como un cristal natural, con lo que otras disposiciones y dimensiones podrán ser estudiadas.

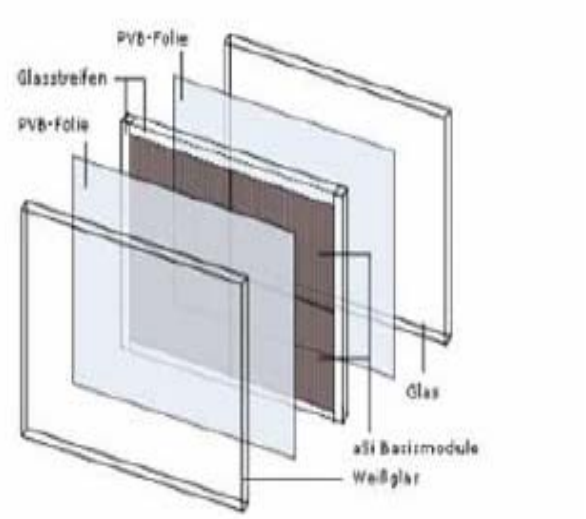


Figura 9. Módulo de lámina delgada que usa PVB como encapsulante. Fuente: Novosolar

Por lo que se refiere a los soportes de los módulos, las opciones van desde los sistemas de sujeción casi estándar por cuelgue, propios de una fachada ventilada, hasta su fijación como vidrios en un muro cortina o en una ventana. Otra opción de integración arquitectónica de los módulos fotovoltaicos es su colocación como tejas en una cubierta o como lamas en una fachada, guardando semejanza con los elementos constructivos a los que sustituyen. En estos casos, los materiales de las cubiertas anterior y posterior del laminado son sustituidas por otros más adecuados a cada aplicación.

La industria fotovoltaica está desarrollando nuevos productos para su integración en edificios a un ritmo creciente en los últimos años. Una gran parte del éxito de estos productos radica en su facilidad para dicha integración, ya sea superponiéndolos sobre la envolvente o sustituyendo elementos constructivos de ésta.

2.3.4. *Color de las células y cubierta posterior*

El color que habitualmente presentan las células puede modificarse mediante la variación del espesor de su capa antirreflactante. Esta capa tiene un espesor optimizado para que sea mínima la reflexión en el rango de longitudes de onda de mayor rendimiento de la célula. La variación del espesor hace que cambie el rango de longitudes de onda reflejadas y, por tanto, el color de la célula, pero también su rendimiento.

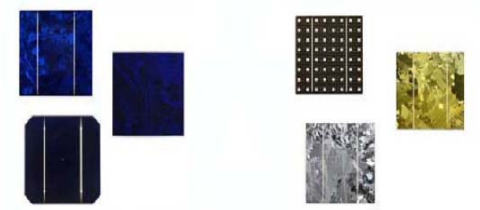


Figura 10. Células fotovoltaicas de diversos colores. Fuente: Novosolar.

Como se puede ver en el gráfico de la figura 11, se observa que las pérdidas de rendimiento oscilan entre un 7 % (verde) y un 24 % (gris) con respecto al color óptimo.

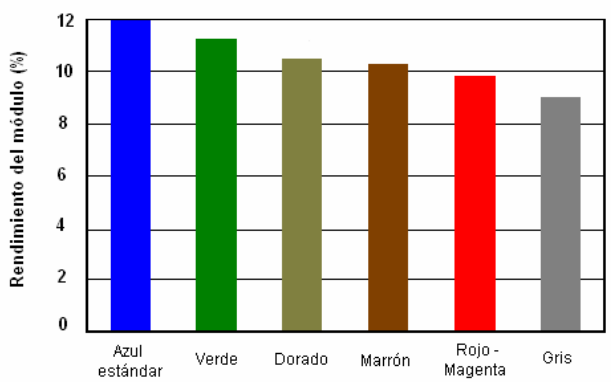


Figura 11. Rendimiento de un módulo de silicio multicristalino tipo en función de sus células. Fuente: La envolvente fotovoltaica en la arquitectura.

Por otro lado el color de la cubierta posterior es muy fácil de cambiar, lo que no afecta significativamente al rendimiento del módulo.

2.3.5. *Forma y tamaño de las células*

La forma de las células varía en función de la tecnología fotovoltaica. Como se ha indicado anteriormente, las células de silicio monocristalino están fabricadas con obleas (finísimas láminas cortadas a partir de una barra cilíndrica de silicio), por lo que pueden mantener una forma circular. Sin embargo, normalmente se tiende a cortarlas con una forma que facilite su 'empaquetamiento' en los módulos. El resultado son células casi cuadradas (con las esquinas redondeadas) de unos 10 centímetros de lado.

Por otra parte, las células de silicio multicristalino son totalmente cuadradas, ya que provienen del corte de bloques de sección también cuadrada. El tamaño de su lado oscila entre 10 y 15 centímetros. Las células cristalinas crecidas directamente en cilindros pueden ser rectangulares, como ocurre con las EFG. Por lo que respecta a los módulos de lámina delgada, no procede hablar de forma y tamaño de las células sino del módulo, pues el material activo es prácticamente continuo; estos módulos pueden presentar formas y tamaños muy diversos.

2.3.6. *Transparencia del módulo*

El hecho de que los módulos fotovoltaicos puedan ser semitransparentes abre muchas posibilidades de integración arquitectónica al mismo tiempo que ratifica su condición de elementos multifuncionales en la edificación. La transmitancia de luz puede ser continua (Figura 12) o discontinua (Figura 13), según la tecnología.

La transmitancia de luz puede modificar el comportamiento energético del edificio, tanto por permitir el paso de luz natural a su interior, como por afectar al 'factor solar', que es el porcentaje de energía solar que recibe; pero además afecta al rendimiento del módulo: el rendimiento es inversamente proporcional a la transparencia.

Figura 12. Módulo de silicio amorfo semitransparente. Fuente: Novosolar.

Figura 13. Módulo de silicio Monocristalino. Fuente: Novosolar

2.3.7. *Número de células y su disposición en el módulo*

El número de celdas en un módulo puede reducirse para conseguir una mayor transparencia de dicho módulo. Igualmente su disposición puede alterarse con fines estéticos. No obstante, hay que tener en cuenta que la supresión de células en un módulo reduce su potencia eléctrica en proporción directa a la reducción del número de células.

2.3.8. *Módulos de silicio cristalino en edificios*

Hoy en día los módulos de silicio monocristalino consiguen los rendimientos de conversión más altos entre los productos comerciales. Hasta casi un 18 % de la energía incidente puede convertirse en electricidad. Sin embargo, cada vez es más frecuente ver módulos de silicio multicristalino en las fachadas de los edificios. Además de la mejora de su rendimiento, y de su menor precio, la razón de esta proliferación está en su vistosidad y en una mayor versatilidad en el tamaño y aspecto de las células.

Las posibilidades de diseño de los módulos de silicio cristalino se han descrito en la sección anterior. Conviene resaltar que el grado de transparencia se consigue fundamentalmente variando el número de células del módulo. Sin embargo, en estos casos, el dibujo de las sombras creado por el módulo es discontinuo, lo que podría resultar inconveniente en algunas situaciones (salas de lectura, despachos, etcétera). Una forma de suavizar estas sombras consiste en sustituir la cubierta posterior transparente por una traslúcida.

También existen módulos de silicio cristalino compuestos de células semitransparentes que con una trasparencia de las células del 10 % se consigue un rendimiento eléctrico en torno al 13 %.

2.3.9. *Módulos de silicio amorfo en edificios*

Pese a su menor rendimiento de conversión fotovoltaica, el silicio amorfo tiene un gran potencial para su integración en edificios.
Existen numerosos ejemplos de edificios con fachadas o cubiertas a base de módulos de silicio amorfo. Éstos pueden fabricarse en diversos tamaños y formas, y sobre un gran número de substratos diferentes, como vidrio, chapa metálica, acero inoxidable, cerámica o materiales plásticos. Además la influencia de la temperatura en la potencia generada por el módulo es menor en esta tecnología que en la de silicio cristalino.

Otra característica importante de este tipo de módulos es que en el proceso de fabricación puede controlarse fácilmente el espesor del material semiconductor, con lo que se consiguen módulos semitransparentes de transmisión homogénea. Normalmente, unos valores superiores al 15 % de transparencia, aunque son posibles, no resultan recomendables, ya que causan una reducción significativa de la producción eléctrica del módulo.

2.3.10. *Otros módulos de lámina delgada en edificios*

Los módulos de lámina delgada basados en materiales policristalinos son de fabricación más reciente que los de silicio amorfo, por lo que aún no se encuentran muchos ejemplos de integración en edificios. Los módulos de teleruro de cadmio (CdTe) y de seleniuro de cobre e indio (CIS) tienen un aspecto homogéneo, al igual que los módulos de silicio amorfo, aunque con tonos más oscuros; son módulos prácticamente negros en los que apenas destacan las finas líneas grises de interconexión de las células.

Para conseguir la sensación de transparencia, se pueden fabricar módulos de CIS sobre vidrio con zonas de puntos transparentes, de mayor o menor densidad. Además, se pueden incluir en su superficie imprimaciones de diferente color como anagramas y dibujos. Otra opción es alternar bandas de CIS con bandas de vidrio transparente.

3. LOS EDIFICIOS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica constituyen la aplicación de la energía solar fotovoltaica que mayor expansión ha experimentando en los últimos años. En concreto, los llamados Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red (EFCR en lo sucesivo), han dejado de ser meras experiencias piloto para integrarse en el conjunto urbanístico de numerosas localidades en distintos países, y todo parece indicar que continuarán expandiéndose con vigor en el futuro, al amparo de la creciente toma de conciencia sobre los problemas medioambientales que conlleva la estructura actual de la producción de electricidad, fuertemente dependiente de la quema de combustibles fósiles.

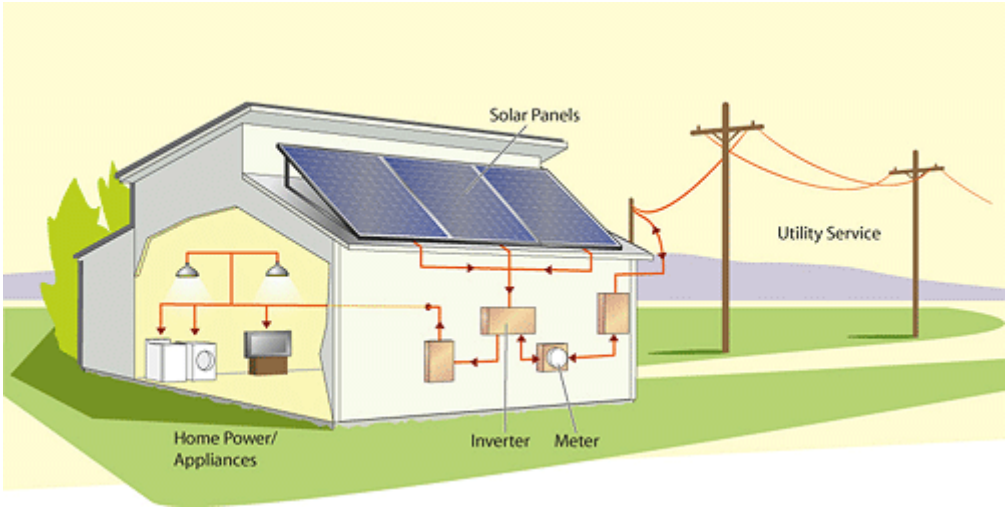


Figura 14. Esquema de un edificio con sistema fotovoltaico conectado a red. Fuente: Evergreen solar

Obviamente, el objetivo general que persigue la ingeniería de los EFCR es maximizar la generación de energía eléctrica, en el marco de los condicionantes particulares que suponen las características del sistema (tamaños y eficiencias de sus componentes), del lugar (evolución de la radiación solar y la temperatura ambiente) y de la ubicación concreta (orientación y eventuales sombras sobre la superficie del generador). El cálculo preciso de dicha energía es un problema complejo, no sólo por su propia naturaleza -la radiación solar y la temperatura ambiente son funciones del tiempo, cuya descripción matemática dista de ser sencilla-, sino también por la dificultad inherente a la adquisición de algunos datos necesarios (la información relativa al sombreado, por ejemplo).

Así, se puede afirmar que la extensión a gran escala de esta aplicación requiere la utilización de métodos de ingeniería específicos que permitan, por un lado, optimizar su diseño y funcionamiento y, por otro, evaluar su impacto en el conjunto del sistema eléctrico. El método que se presenta a continuación ha sido elaborado por el Instituto de Energía Solar y representa un buen compromiso entre precisión en los resultados y simplicidad en su implementación, extendiéndose su ámbito de aplicación al diseño, seguimiento y evaluación de los sistemas fotovoltaicos.

3.1. PARAMETROS CARACTERÍSTICOS DE EFCR

Los EFCR, por el hecho de ser sistemas generadores de energía descentralizada, parten de situaciones netamente diferenciadas en lo que a recurso energético -radiación solar- se refiere. Así, la comparación de distintos sistemas exige independizar su comportamiento de las condiciones medioambientales y, por tanto, estar basada en los llamados parámetros característicos del sistema. Éstos son, según las definiciones que establece el Joint Research Centre (JRC-ESTI) de las Comunidades Europeas en Ispra (Italia), adoptadas por la comunidad científica internacional:

Productividad del Generador fotovoltaico o Array Yield (Y_A), definida como la energía producida por el generador fotovoltaico en un determinado período de tiempo ($E_{GFV,\tau}$) y por unidad de potencia instalada:

$$Y_A = \frac{E_{GFV,\tau}}{P_{nom,G}} \quad (\mathrm{kWh.kW_p^{-1}} \leftrightarrow \mathrm{h}) \qquad \textit{Ecuación 1}$$

Productividad Final o Final Yield (Y_F), definida como la energía útil producida por el sistema en un cierto período de tiempo ($E_{FV,\tau}$) y por unidad de potencia instalada:

$$Y_F = \frac{E_{FV,\tau}}{P_{nom,G}} \quad (\mathrm{kWh.kW_p^{-1}} \leftrightarrow \mathrm{h}) \qquad \textit{Ecuación 2}$$

Productividad de Referencia, o Reference Yield (Y_R), definido como el cociente entre la irradiación solar incidente sobre el generador a lo largo de un cierto período de tiempo ($G_{inc,\tau}$) y la denominada Irradiancia en Condiciones Estándar (I_{STC} = 1 kW.m^{-2}):

$$Y_R = \frac{G_{inc,\tau}}{I_{STC}} \quad (\mathrm{h}) \qquad \textit{Ecuación 3}$$

Rendimiento Global del sistema, o Performance Ratio (P_R), que relaciona la energía útil generada por el sistema con aquella teóricamente disponible.
Se trata de un parámetro independiente del tamaño (potencia) de la instalación, y en buena medida también de su emplazamiento (se ve afectado por las pérdidas asociadas a la temperatura de operación del generador fotovoltaico). Se utiliza para comparar el comportamiento de diferentes sistemas en lo que respecta al aprovechamiento del recurso solar disponible:

$$P_R = \frac{Y_F}{Y_R} \qquad \textit{Ecuación 4}$$

3.2. EMPLAZAMIENTO DEL SISTEMA

El emplazamiento de un EFCR afecta a su capacidad generadora en un doble sentido: por una parte, el lugar determina el potencial de la radiación solar incidente (cantidad, distribución temporal y proporción de difusa); por otro lado, la ubicación particular del generador (orientación, inclinación y sombras) determina el grado de aprovechamiento de dicho potencial.

3.2.1. *Superficies utilizables*

En términos generales, la captación de la máxima irradiación global anual por una superficie exige orientar ésta hacia el ecuador (orientación sur), con una inclinación entre 5 y 10º inferior a la latitud del lugar. Pequeñas desviaciones en torno a esta posición óptima suponen, no obstante, pérdidas de poca importancia, típicamente un 0,2 % $ºC^{-1}$ en el entorno de ±15º de desviación en inclinación, y del orden de un 0,05 % $ºC^{-1}$ en el entorno de ±25º en lo que respecta a la desviación de la orientación. Así, el espectro de posibilidades que ofrecen las superficies de los edificios para la integración de generadores fotovoltaicos es notablemente amplio y, con él, el potencial de generación de los edificios como EFCR.

La figura 15 muestra un ejemplo de la irradiación solar anual recibida por distintas superficies de la envolvente de un edificio situado en Madrid, como será nuestro caso.

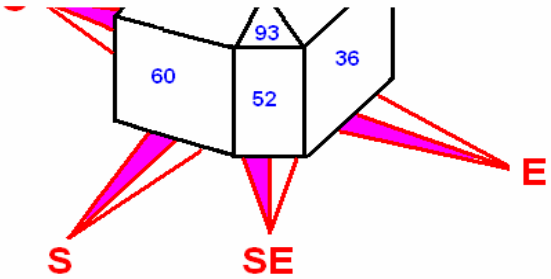


Figura 15. Irradiación solar recibida por las distintas superficies de la envolvente de un edificio situado en Madrid. Las unidades porcentuales son relativas al 100 % obtenido con la orientación e inclinación óptimas. Fuente: La envolvente fotovoltaica en la arquitectura.

En general, la influencia de la orientación en el rendimiento empieza a ser significativa fuera del rango ± 20° en torno al sur. Destacan las fachadas verticales, que representan unos valores mínimos de pérdidas cercanos al 40 % dentro de este rango de orientaciones.

Las cubiertas y los elementos de sombra (marquesinas, toldos, pérgolas, etcétera) con orientación sur y una inclinación de 6° inferior a la latitud consiguen el máximo rendimiento solar, es decir, la máxima efectividad en la captación de la radiación solar local y, por tanto, la más alta generación eléctrica en términos anuales

3.2.2. *Modelado de la irradiación solar incidente*

El punto de partida de esta fase lo constituyen los datos de irradiación específicos del lugar. En este sentido, el llamado Año Meteorológico Típico (AMT o TMY/TRY, siglas de "Typical Meteorological/Reference Year"), formado por valores horarios de irradiación horizontal y temperatura ambiente correspondientes a un año hipotético pero especialmente representativo de la climatología de un determinado lugar, constituye una herramienta estandarizada de cálculo muy completa y ya disponible para numerosas localidades.

Por otro lado, la elección de los procedimientos adecuados para estimar la irradiación horaria sobre una superficie cualquiera a partir de los valores correspondientes a la horizontal constituye un problema ampliamente estudiado, sobre el cual la literatura ofrece soluciones bien probadas. En particular, el procedimiento analítico propuesto a continuación permite estimar la irradiación anual incidente sobre cualquier superficie, partiendo del valor correspondiente a una superficie que maximiza la captación anual, dato generalmente disponible. Para ello, se define un Factor de Irradiación del modo siguiente:

$$FI = \frac{G_a(\beta,\alpha)}{G_a(\beta_{opt},\alpha_{opt})} \qquad \textit{Ecuación 5}$$

Donde Ga (β,α) es la irradiación solar anual incidente sobre la superficie considerada y Ga (βopt,αopt) corresponde a una superficie idealmente posicionada.
Análisis detallados del *FI* utilizando datos de AMT de diversas localidades, y considerando un amplio abanico de superficies posibles proporcionan interesantes resultados, resumidos en la Figura 16. Allí se muestran algunos valores obtenidos para las localidades de Madrid y París-Trappes, lugares que pueden considerarse representativos del sur y centro-norte de Europa, respectivamente, para los cuales:

$$Ga\ (\beta_{opt},\alpha_{opt})_{Madrid} = Ga\ (35º,0º) = 1.950\ \text{kWh.m}^{-2}$$
$$Ga\ (\beta_{opt},\alpha_{opt})_{Trappes} = Ga\ (40º,0º) = 1.280\ \text{kWh.m}^{-2}$$

(a) Orientaciones α = 0º y 40º **(b) Orientaciones α = -90º y 90º**

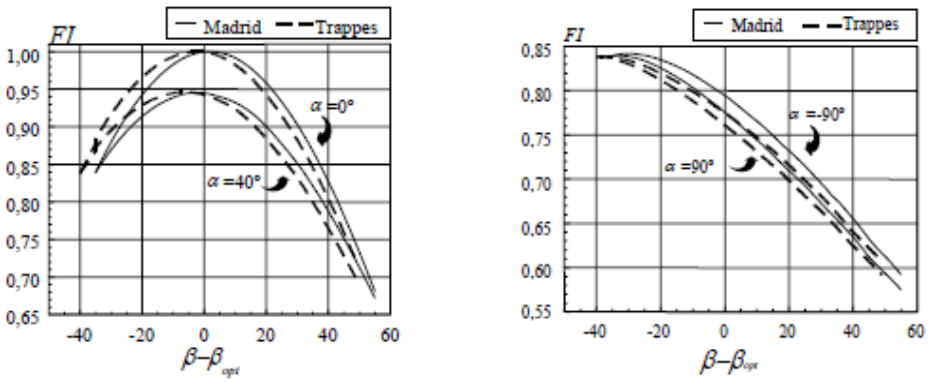


Figura 16. Factor de Irradiación en dos localidades representativas europeas.
Fuente: Edificios fotovoltaicos conectados a red.

La forma de las curvas del *FI* sugiere la posibilidad de describir analíticamente dicho parámetro mediante la expresión:

$$FI = g_1 \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + g_2 \cdot (\beta - \beta_{opt}) + g_3 \qquad \textit{Ecuación 6}$$

$$\text{Siendo} \quad g_1 = g_{j1} \cdot |\alpha|^2 + g_{j2} \cdot |\alpha| + g_{j3} \quad ; \; j = 1, 2, 3 \qquad \textit{Ecuación 7}$$

La Tabla 2 recoge los valores numéricos de los coeficientes correspondientes el caso de Madrid, así como los coeficientes de determinación (R^2) mínimos obtenidos; valores de R^2 próximos a la unidad son indicativos de la bondad de los ajustes realizados. Por otra parte, y dada la similitud de las curvas de ambas localidades, el conjunto de coeficientes (*gij*) puede considerarse igualmente válido para toda Europa.

Coeficientes	*i* = 1	*i* = 2	*i* = 3	R^2>
g_{1i}	6E-9	4,99E-7	-1,185E-4	0,99
g_{2i}	-3,57E-7	-1,6E-6	4,467E-4	0,98
g_{3i}	-2,25E-5	-4,027E-4	1	0,99

Tabla 2. Coeficientes de modelado del Factor de Irradiación para el caso de Madrid. Fuente: Edificios fotovoltaicos conectados a red.

3.2.3. *Distribución de la irradiación solar*

La distribución estadística de la radiación solar afecta a la generación de energía en un EFCR, debido a que la eficiencia de sus componentes, y muy en particular la del inversor, es función de la potencia de trabajo (procedente del generador fotovoltaico). A modo de ejemplo, la Figura 17 muestra la distribución de la irradiación horaria media en Madrid para la superficie de máxima captación anual (35º,0º), con una importante concentración de la energía incidente en el conjunto de valores superiores a los 550 $W.m^{-2}$ (el 71% del total anual). La adecuada utilización de figuras como esta en la fase de diseño de un EFCR puede conducir a la elección de la potencia máxima del inversor hasta en un 50% inferior a la nominal del generador, hecho que, evidentemente, tiene consecuencias favorables para la economía de esta aplicación.

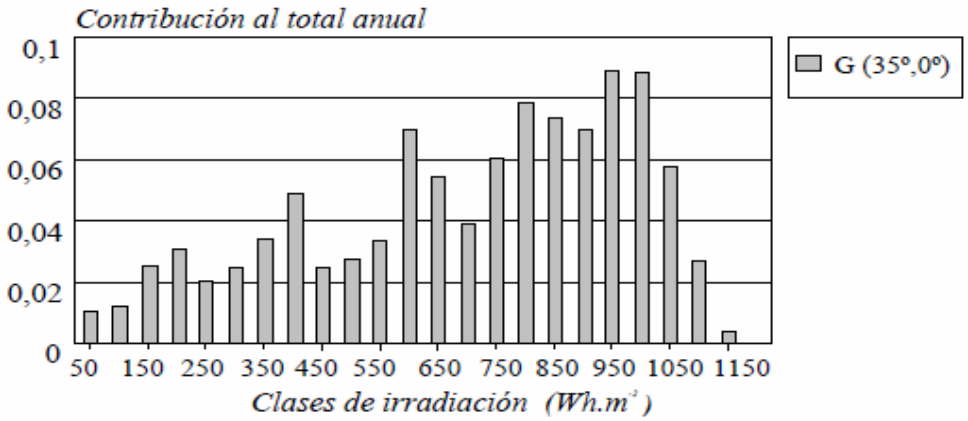


Figura 17. Distribución de la irradiación horaria media en Madrid. Fuente: AMT.

3.3. EL GENERADOR FOTOVOLTAICO

El generador fotovoltaico transforma la radiación solar en energía eléctrica continua, en un proceso regulado por la propia eficiencia del generador, caracterizada por su potencia en las denominadas Condiciones Estándar de Medida (CEM[2]) y por un conjunto de fenómenos de segundo orden relacionados con las condiciones de operación, fundamentalmente: temperatura de las células, espectro y ángulo de incidencia de la luz solar distintos de las condiciones de referencia, y suciedad de los módulos.

Conviene recordar que los EFCR, debido a la integración arquitectónica de los generadores, presentan la particularidad de utilizar en ocasiones superficies muy alejadas de la óptima, en las cuales algunos de los fenómenos señalados cobran una importancia relativa muy superior a la que tienen en otras aplicaciones de la tecnología fotovoltaica. Por otra parte, algo similar sucede con la caracterización eléctrica de módulos y generadores, en la medida en que las diferencias entre los valores adelantados en los diseños y los obtenidos en la realidad puedan mostrar una importante dispersión en el contexto de una aplicación de naturaleza tan dispersa como la que nos ocupa. Hechos como los aquí mencionados justifican el que reciban una particular atención en la ingeniería de los EFCR.

La mayor parte de los módulos fotovoltaicos del mercado se homologan según el estándar internacional IEC 61215 para módulos de silicio cristalino (o IEC 61646 para módulos de capa delgada), que aplican laboratorios cualificados sobre módulos de referencia enviados por el fabricante. Resultado de este proceso es, entre otras, la caracterización eléctrica de los módulos a partir de la medida de su curva I-V, información que pasa a formar parte de las hojas características de los módulos comerciales, típicamente: tensión de circuito abierto (V_{OC}), corriente de cortocircuito (I_{SC}), potencia máxima (Pm), tensión y corriente en dicho punto (Vm, Im) y temperatura nominal de operación de célula (T_{NOC}). Los parámetros anteriores, junto con la configuración eléctrica del generador fotovoltaico -asociaciones serie y paralelo de módulos- son los utilizados para calcular las características eléctricas del mismo, referidas a las CEM.

Llegados a este punto, conviene destacar la importancia del parámetro Potencia nominal del generador fotovoltaico ($P_{nom,G}$) en la caracterización de un EFCR. Diferencias existentes entre el valor teórico (resultado del cálculo descrito en el párrafo anterior) y la realmente instalada (por lo general inferior debido a la tolerancia del proceso de fabricación de módulos, típicamente ±10%, y a la representatividad de las características dadas por el fabricante con respecto de los módulos instalados) se traducirán directamente en diferencias de producción energética, de ahí el interés de contar con procedimientos adecuados para su determinación.

Así, para el caso de generadores fotovoltaicos, existen métodos que, aunando medidas experimentales y cálculos posteriores, permiten determinar el valor del parámetro $P_{nom,G}$ con razonable precisión (±5%).

---

[2] En inglés, "Standard Test Conditions" o STC, definidas por un espectro solar AM 1.5 Global, irradiancia perpendicular incidente de 1000 $W.m^{-2}$ y temperatura equivalente de célula de 25 ºC.

En particular, el procedimiento que aquí se recomienda está basado en la medida de la curva característica I-V del generador mediante una carga capacitiva, y su posterior corrección a las CEM utilizando procedimientos de cálculo de tipo algebraico.

Este procedimiento se ha revelado de especial utilidad no sólo para la caracterización de la potencia realmente instalada, sino también para operaciones de mantenimiento y detección de fallos tales como fenómenos de punto caliente o contactos defectuosos. A modo de ejemplo, la Figura 18 muestra las curvas características de dos ramas pertenecientes a un mismo generador, una de las cuales presenta un problema de contactos.

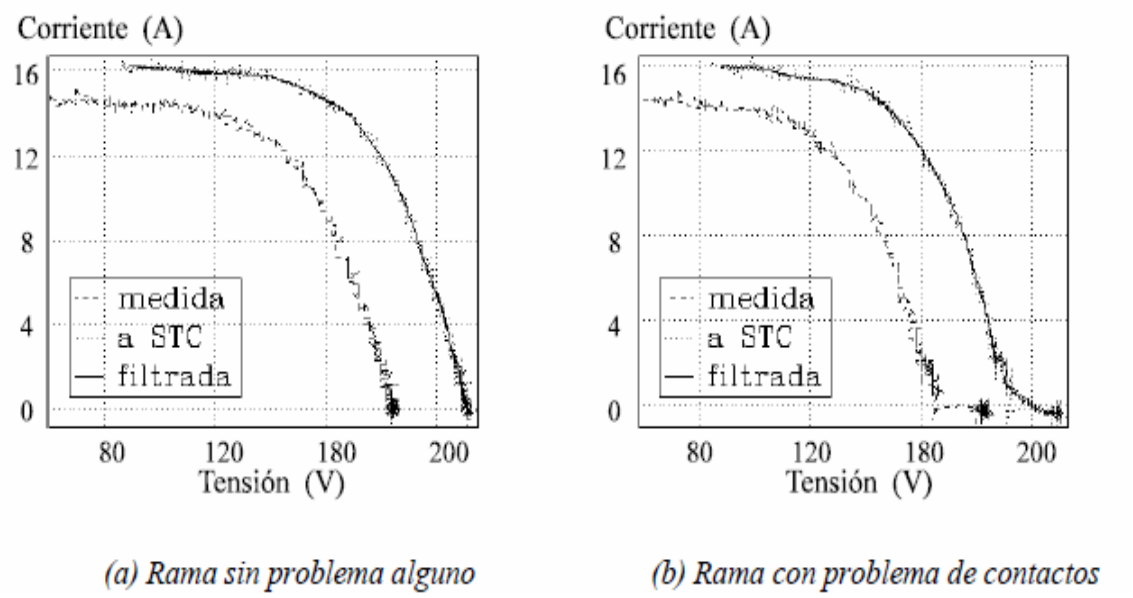


Figura 18. Curvas I-V de dos ramas de un generador fotovoltaico.
Fuente: Edificios fotovoltaicos conectados a red.

3.3.1. *Fenómenos de segundo orden*

El potencial energético de un generador fotovoltaico está, obviamente, limitado por el producto de la irradiación incidente por su potencia nominal. En realidad, este límite no se alcanza debido al efecto de fenómenos que pueden denominarse "de segundo orden", que representan por lo general pérdidas energéticas comprendidas entre el 20 y el 30% de dicho potencial.

Tales efectos pueden clasificarse en dos grupos, relativos a la irradiancia incidente y a la temperatura de operación; ambos son descritos a continuación.

3.3.1.1. Modificadores del ángulo de incidencia

Transmitancia de los módulos fotovoltaicos

Cuando los rayos solares no inciden perpendicularmente sobre un módulo, se producen ciertas pérdidas por reflexión y absorción en las capas anteriores a las células solares, típicamente vidrio, encapsulante y capa antirreflectante, que reducen la incidencia final de la radiación solar y, por tanto, su transformación en potencia eléctrica. Así, por ejemplo, simulaciones realizadas con datos de localidades entre 20º y 60º de latitud revelan pérdidas anuales comprendidas entre un 3% y un 4% para superficies óptimamente orientadas e inclinadas un ángulo igual a la latitud. Estas diferencias crecen considerablemente para otros ángulos, de forma que una mayor verticalidad de las superficies supone mayores pérdidas de reflexión cuanto menor sea la latitud del emplazamiento.

Efecto espectral

La respuesta espectral de un módulo fotovoltaico, si bien en una primera aproximación puede considerarse independiente del ángulo incidente de la irradiancia, depende en realidad tanto de la distribución espectral de la irradiancia incidente como de las características tecnológicas del módulo. La traducción de este efecto en términos de pérdidas varía entre un 1% y un 2% para células con respuesta espectral ancha (silicio cristalino) y entre un 2% y un 4% para células con respuesta espectral estrecha (silicio amorfo).

Eficiencia y nivel de irradiancia. Suciedad

La eficiencia de los módulos fotovoltaicos, considerada generalmente constante con la irradiancia incidente, es por lo general decreciente con ésta, dependiendo de la variación de las características y de la tecnología específicas del módulo. La importancia de este hecho en un generador fotovoltaico está relacionada con las características de irradiancia de su emplazamiento, siendo mayor en lugares con baja irradiación en los que, además, suele darse una elevada proporción de radiación difusa.

En lo que respecta a la suciedad, en la mayor parte de los casos el agua de lluvia suele ser suficiente para mantener las pérdidas anuales en niveles aceptables; sólo en los casos de generadores sometidos a niveles elevados de contaminación o suciedad localizada (acumulación en la zona de los módulos próxima al marco, excrementos de pájaros, etc.) las pérdidas asociadas pueden alcanzar valores importantes (>15%). En lo que respecta a su caracterización experimental, un sencillo método consiste en comparar, en un dispositivo medidor de irradiancia (célula o módulo calibrado y cortocircuitado por una resistencia de precisión) situado permanentemente lo más cerca posible del generador fotovoltaico, la relación entre la corriente de cortocircuito antes y después de ser limpiado. El resultado obtenido puede servir como Factor de Suciedad -factor de reducción de potencia- en el momento de la medida; su repetición periódica a lo largo de un año permite obtener un valor medio anual.

Los efectos de transmitancia y suciedad anteriormente mencionados pueden englobarse en un único concepto llamado Modificador del Ángulo de incidencia (*MAI*), que representa la reducción de irradiancia efectiva que incide sobre un módulo o generador fotovoltaico.

Diversos autores han propuesto modelos para cuantificar este aspecto. En concreto, el formulado por Rabl para colectores solares térmicos planos, igualmente aplicable para módulos fotovoltaicos con cubierta de vidrio, diferencia los efectos sobre las componentes directa y difusa de la radiación solar, de aquellos que afectan al resto de componentes (difusa del horizonte e isotrópica y albedo). Así, utilizando dicho procedimiento para la cuantificación del *MAI*, y siguiendo un razonamiento similar al empleado para modelar la irradiación solar incidente, se define el Factor de Modificación del Ángulo de incidencia (*FMAI*) del modo siguiente:

$$FMAI = \frac{MAI_a(\beta,\alpha)}{MAI_a(\beta_{opt},\alpha_{opt})} \qquad \textit{Ecuación 8}$$

Donde $MAI_a(\beta,\alpha)$ es el valor que toma el *MAI* sobre la superficie considerada, y $MAI_a(\beta_{opt},\alpha_{opt})$ corresponde a un generador con posición óptima.

La Figura 19 muestra los valores que alcanza el *FMAI* en generadores fotovoltaicos situados en las localidades de Madrid y Trapes. Comparaciones de estos resultados con otros modelos permiten afirmar que las curvas representadas equivalen a un grado de suciedad moderado (pérdida de transparencia en torno a un 3% en la dirección normal a la superficie).

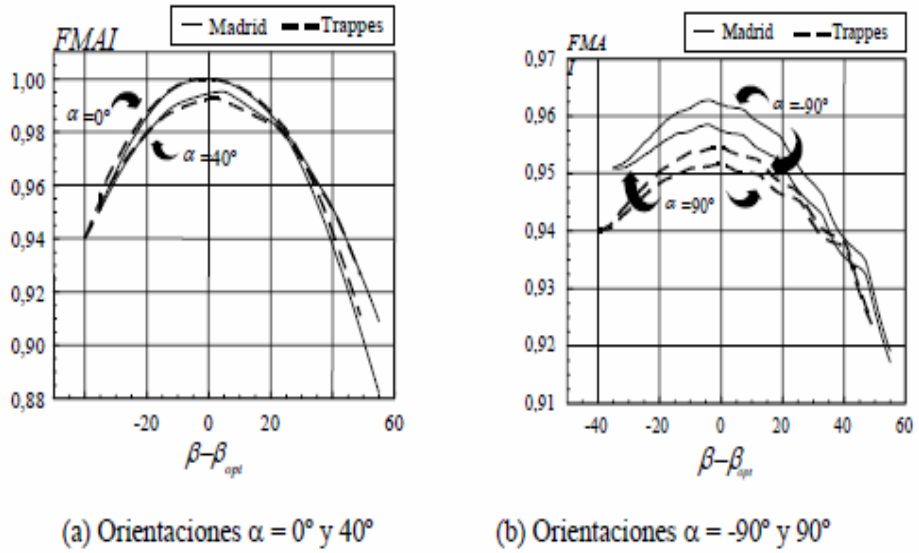


Figura 19. Factor de Modificación del Ángulo de incidencia en dos localidades europeas. Fuente: Edificios fotovoltaicos conectados a red.

Así, para el caso de Madrid, un generador orientado hacia el sur y con una inclinación β=70º presenta un efecto del *MAI* un 5% mayor (*FMAI*=0,95) que si su posición fuese óptima; si estuviera orientado hacia el este, el efecto del *MAI* aumentaría en un 1%. Los valores absolutos del *MAI* anual para superficies óptimas en ambas localidades son:

$$MAI_a\ (\beta_{opt},\alpha_{opt})_{\text{Madrid}} = MAI\ (35º) = 0{,}923$$
$$MAI_a\ (\beta_{opt},\alpha_{opt})_{\text{Trappes}} = MAI\ (40º) = 0{,}915$$

También aquí, como en el caso del Factor de Irradiación, la forma de las curvas del parámetro *FMAI* sugiere la posibilidad de su formulación analítica, utilizando las siguientes expresiones:

$$FMAI = m_1.(\beta - \beta_{opt})^2 + m_2 \cdot (\beta - \beta_{opt}) + m_3 \qquad \textit{Ecuación 9}$$

$$\text{Donde}\ \ m_j = m_{j1} \cdot |\alpha|^2 + m_{j2} \cdot |\alpha| + mj3\ ;\ \text{j} = 1, 2, 3 \qquad \textit{Ecuación 10}$$

La tabla 3 muestra los valores de los coeficientes para Madrid, así como los coeficientes de determinación (R^2) mínimos obtenidos en los ajustes. De nuevo la similitud entre las curvas de ambas localidades permite utilizar el conjunto de coeficientes m_{ij} para toda Europa.

Coeficientes	*j* = 1	*j* = 2	*j* = 3	R^2
m_{1j}	2E-9	1,6E-7	-4,11E-5	0,99
m_{2j}	-1,15E-7	-1,04E-5	-6,24E-5	0,82
m_{3j}	-6,8E-6	1,742E-4	1	0,98

Tabla 3: Coeficientes de modelado del FMAI para el caso de Madrid.
Fuente: Edificios fotovoltaicos conectados a red.

3.3.1.2. Efecto de la temperatura

El efecto de la temperatura sobre el punto de máxima potencia de un módulo fotovoltaico se puede evaluar a partir de la expresión:

$$P_m = P_{m,ref} \cdot \frac{I_{inc}}{I_{inc,ref}} \cdot \left[1 - \gamma \cdot (T_c - T_{c,ref})\right] \qquad \textit{Ecuación 11}$$

Donde P_m es la potencia máxima en determinadas condiciones de medida; I_{inc} es la irradiancia incidente; T_c es la temperatura equivalente de operación de las células; γ es el coeficiente de temperatura del punto de máxima potencia, y el subíndice "ref" indica las condiciones de referencia (generalmente, las condiciones estándar). El coeficiente γ toma valores entre 0,4 y 0,5% ºC^{-1} para módulos de silicio cristalino, y de 0,1 a 0,2 % ºC^{-1} para módulos de silicio amorfo; estos valores pueden considerarse constantes en el rango típico de condiciones de trabajo.

En lo que respecta a la determinación de la temperatura de las células, la expresión siguiente proporciona un buen compromiso entre sencillez y precisión:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc}(W \cdot m^{-2}) \cdot \frac{T_{NOC}(°C) - 20}{800} \qquad \textit{Ecuación 12}$$

Siendo T_{amb} la temperatura ambiente; la dispersión típica de este modelo es de ± 5 ºC, lo que, en términos de potencia eléctrica representa un error inferior al 3%.

Teniendo en cuenta lo anterior, es posible cuantificar el efecto de la temperatura de operación de las células sobre la energía producida por el generador en un determinado período de tiempo τ, a partir del parámetro Factor de Temperatura (*FT*), definido a continuación:

$$FT = \frac{E_{DC,\tau}(G_{inc}, T_c)}{E_{DC,\tau}(G_{inc}, T_{c,ref})} = \frac{\int_\tau P_m(I_{inc}, T_c, t) \cdot dt}{\int_\tau P_m(I_{inc}, T_{c,ref}, t) \cdot dt_\tau} = 1 - \gamma \cdot (T_{OE} - T_{c,ref}) \qquad \textit{Ecuación 13}$$

Donde T_{OE} es la Temperatura de Operación Equivalente del generador en el período considerado, ponderada por la irradiancia incidente:

$$T_{OE\,a} = \frac{\int_\tau T_c(t) \cdot I_{inc}(t) \cdot dt}{\int_\tau I_{inc}(t).dt} \qquad \textit{Ecuación 14}$$

Al igual que en análisis anteriores, resulta conveniente es recomendable normalizar la TOE con respecto de un generador óptimamente ubicado. Se define así un nuevo parámetro, llamado Factor de Temperatura de Operación Equivalente *(FTOE)*:

$$FTOE = \frac{TOE_a(\beta, \alpha, T_{amb})}{TOE_a(\beta_{opt}, \alpha_{opt}, T_{amb})} \qquad \textit{Ecuación 15}$$

Siendo los valores absolutos de la T_{OE} anual para superficies con ubicación óptima en ambas localidades:

$TOE_a\ (\beta_{opt}, \alpha_{opt}, T_{amb})_{\text{Madrid}} = 39{,}8 \approx 40$ ºC
$TOE_a\ (\beta_{opt}, \alpha_{opt}, T_{amb})_{\text{Trappes}} = 32{,}8 \approx 33$ ºC

Y el correspondiente valor de la temperatura media diaria de 15,3 ºC y 10 ºC.

La Figura 20 muestra los valores que toma dicho factor para distintas superficies situadas en Madrid y Trapees, suponiendo generadores fotovoltaicos operando en condiciones de ventilación normal.

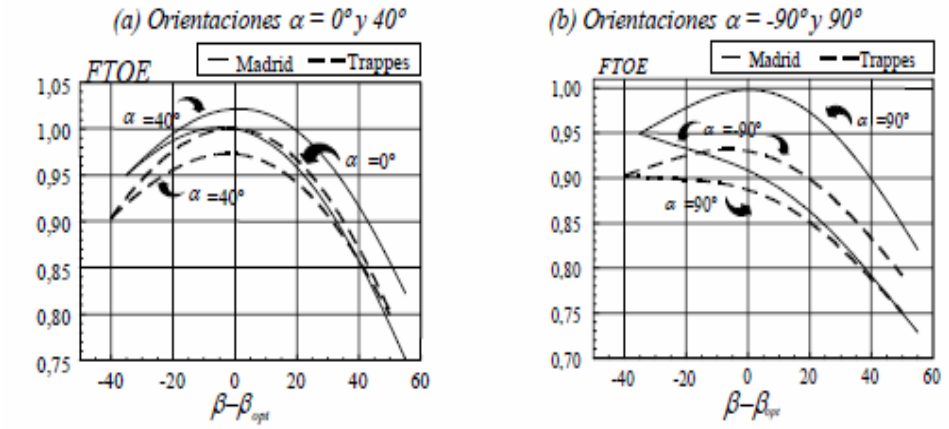


Figura 20. Factor de Temperatura de Operación Equivalente en dos localidades europeas (condiciones normales de ventilación).
Fuente: Edificios fotovoltaicos conectados a red.

Obsérvese la existencia de una cierta asimetría del parámetro *FTOE* con respecto del ángulo de orientación α, así como diferencias entre ambas localidades para superficies con idéntica orientación e inclinación. Por ejemplo, en el caso de Madrid, la Temperatura de Operación Equivalente de un generador fotovoltaico vertical supuestamente orientado al este sería un 27% menor que si su posición fuese óptima, y en cambio un 18% menor si la orientación fuese oeste.

En primera aproximación, estas diferencias podrían despreciarse, haciendo *FTOE* =1. No obstante, si por alguna razón se desea una precisión mayor, es posible recurrir a las siguientes expresiones:

$$FTOE = t_1 \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + t_2 \cdot (\beta - \beta_{opt}) + t_3 \qquad \textit{Ecuación 16}$$

$$\text{Donde } t_K = t_{K1} \cdot \alpha^2 + t_{K2}.\alpha + t_{K3} \qquad \textit{Ecuación 17}$$

La Tabla 4 recoge los valores de los coeficientes obtenidos en ambas localidades; se proponen, en este caso, coeficientes distintos para α mayor o menor que cero, para describir mejor la asimetría observada del *FTOE* con el ángulo de orientación. Nótese que condiciones de operación (ventilación) más adversas pueden dar lugar a pérdidas muy superiores a las estimadas por el método propuesto.

Coeficientes - Madrid		$k=1$	$k=2$	$k=3$	$R^2>$
$\alpha \leq 0$	t_{1k}	8E-10	-4,62E-7	-7,35E-5	0,99
	t_{2k}	-2,31E-7	-9,5E-5	-1,0197E-3	0,99
	t_{3k}	-5,1E-6	6,039E-4	1	0,99
$\alpha \geq 0$	t_{1k}	4E-9	-2,94E-7	-6,28E-5	0,99
	t_{2k}	-4,25E-7	4,57E-5	-1,059E-3	0,99

Tabla 4. Coeficientes de modelado del FTOE para la localidad de Madrid. Fuente: Edificios fotovoltaicos conectados a red.

Por último, cabe mencionar que si no se dispone del valor de la *TOE*, es posible traducir en una expresión analítica la observación empírica de Schmidt, que indica que pérdidas por temperatura y latitud (Φ) están correlacionadas. Ello conduce a:

$$FT = 1 - 0{,}065 \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{\phi - 25°}{30}\right)^2} \qquad \textit{Ecuación 18}$$

3.4. EL INVERSOR

El inversor o convertidor *DC/AC* de un EFCR tiene como misión principal la conversión de la potencia continua procedente del generador fotovoltaico en potencia alterna que, en condiciones normales (calidad aceptable), será inyectada en la Red eléctrica, en sincronía con esta.

Además de la función de transformación propiamente dicha, hoy en día los inversores utilizados en EFCR incorporan además otras funciones de control que influyen notablemente en el funcionamiento conjunto del sistema fotovoltaico, tales como: seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, conexión o desconexión de la red en función de las condiciones de ésta y de la irradiancia incidente sobre el generador, detección de pérdidas de aislamiento, medida de energía, etc.

En lo que respecta a la caracterización de inversores, si bien no existe por el momento una normativa completa que permita la homologación universal de inversores para EFCR, la experiencia de funcionamiento actual con estos equipos indica que determinadas características como son su eficiencia energética anual, el seguimiento del punto de máxima potencia o la inyección de armónicos de corriente, son fuertemente dependientes del emplazamiento concreto del inversor. Por ello, se muestra a continuación una metodología específica que permite la caracterización in situ de inversores, basada en medidas experimentales de parámetros de operación básicos, como son: irradiancia incidente sobre el generador (I_{inc}), temperatura ambiente (T_{amb}), tensión y corriente a la entrada del inversor (V_{DC} ,I_{DC}), y tensión y corriente a la salida del inversor (V_{AC} ,I_{AC}), Las medidas deben realizarse simultáneamente, pudiendo utilizarse para ello una instrumentación razonablemente reducida y sencilla: célula solar calibrada, termómetro, dos osciloscopios o equipos medidores de 2 canales simultáneos, así como un ordenador tipo PC para almacenar los datos.

3.4.1. *Seguimiento del punto de máxima potencia*

Esta característica describe el grado de aprovechamiento que hace el inversor de la potencia disponible del generador fotovoltaico. La dificultad para su evaluación estriba en su dependencia de factores internos y externos al propio inversor, principalmente, la estrategia de seguimiento utilizada, la irradiancia y la temperatura de operación del generador. No obstante, es posible llevar a cabo una evaluación cualitativa mediante la comparación de la potencia a la entrada del inversor con el valor estimado suponiendo un máximo aprovechamiento del generador (máxima potencia), obtenido este último a partir de la realización de 2 tipos de medidas en el mismo día o en días muy próximos:

Una única adquisición, en un instante cercano al mediodía solar, de la característica I-V del generador, que permita determinar su potencia máxima en las condiciones particulares de la medida, P_{mo} (W) en I_{inco} (W.m^{-2}) y T_{ambo} (ºC). Estos valores, a su vez, permiten conocer calcular el valor que va a ser considerado como referencia:

$$P_{m,ref} = P_{mo} \cdot \frac{I_{STC}}{I_{inco}} \cdot \frac{1}{1-\gamma \cdot \left[T_c(T_{ambo}, I_{inco}, T_{c,STC}\right]} \qquad \textit{Ecuación 19}$$

Donde $T_{c,STC} = 25°$.

Medidas simultáneas y con carácter periódico de la potencia extraída del generador ($P_{m,i}$) y las condiciones climatológicas asociadas ($I_{inc,i}$,$T_{amb,,i}$). Mediante estas es posible estimar los valores teóricos de la potencia máxima del generador, disponibles en cada momento:

$$P_{m,ei} = P_{mo} \times \frac{I_{inc,i}}{I_{inco}} \times \frac{1-\gamma \cdot \left[T_c(T_{amb,i}, I_{inc,i}, TNOC) - T_{c,STC}\right]}{1-\gamma \cdot \left[T_c(T_{ambo}, I_{inco}, TNOC) - T_{c,STC}\right]} \qquad \textit{Ecuación20}$$

Asimismo, y como ayuda a la interpretación de los resultados, pueden resultar de utilidad representaciones gráficas adicionales elaboradas a partir de medidas simultáneas, que permitan analizar: la proporcionalidad entre potencia e irradiancia incidente, y la correlación entre potencia, tensión de trabajo e irradiancia a lo largo del tiempo.

3.4.2. *Eficiencia de conversión*

La eficiencia de conversión *DC/AC* de un inversor, parámetro indicativo de las pérdidas que introduce el equipo durante el proceso, es función de su potencia de operación. La literatura ofrece diversos modelos para describir esta función, de entre los cuales el de Schmidt resulta especialmente adecuado por representar un excelente compromiso entre precisión y complejidad. Basado en medidas experimentales, propone la siguiente ecuación para describir la eficiencia instantánea de conversión:

$$\eta(P_o) = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{salida}}{P_{salida} + perdidas} = \frac{P_o}{P_o + (k_0 + k_1 \cdot p_o + k_2 \cdot p_o^{\,2})} \qquad \textit{Ecuación 21}$$

Donde $P_o = \frac{P_{salida}}{P_{\max,salida}}$ es la potencia de salida normalizada con respecto de su valor máximo, y los parámetros k_0, k_1 y k_2 son susceptibles de interpretación física:

k_0 representa las pérdidas denominadas "de autoconsumo", independientes de la potencia de operación: pérdidas en el transformador de salida, dispositivos de control y regulación, medidores e indicadores, dispositivos de seguridad que operan permanentemente, etc. Afecta a la eficiencia especialmente cuando el inversor trabaja a niveles bajos de su factor de carga ($P_o \leq 0{,}5$), hecho relativamente frecuente en un EFCR, por lo que su minimización es crítica en esta aplicación. Valores típicos en inversores actualmente utilizados están en el rango 1%-4%; un buen inversor se caracteriza por pérdidas de autoconsumo inferiores al 1%;

k_1 representa las pérdidas linealmente dependientes de la potencia de operación (diodos, dispositivos de conmutación, etc.)

k_2 representa las pérdidas que dependen cuadráticamente de la potencia de operación (cables, bobinas, resistencias, etc.).

Los valores de los parámetros característicos k_0, k_1 y k_2 pueden obtenerse ajustando la función eficiencia a un conjunto de valores experimentales, derivados de la medida simultánea de las potencias de entrada y salida del inversor, realizada en el rango mayor posible de su factor de carga. En concreto, se pueden utilizar las siguientes expresiones:

$$k_0 = \frac{1}{9} \cdot \frac{1}{\eta_1} - \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{\eta_{0,5}} + \frac{5}{36} \cdot \frac{1}{\eta_{0,1}} \qquad \textit{Ecuación 22}$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \cdot \frac{1}{\eta_1} - \frac{33}{12} \cdot \frac{1}{\eta_{0,5}} - \frac{5}{12} \cdot \frac{1}{\eta_{0,1}} - 1 \qquad \textit{Ecuación 23}$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \cdot \frac{1}{\eta_1} - \frac{5}{2} \cdot \frac{1}{\eta_{0,5}} + \frac{5}{18} \cdot \frac{1}{\eta_{0,1}} \qquad \textit{Ecuación 24}$$

Donde $\eta_{0,1}$, $\eta_{0,5}$ y η_1 son los valores de eficiencia instantánea correspondientes a P_o=0,1, 0,5 y 1, respectivamente.

Por otra parte, un parámetro de especial interés para la aplicación de los EFCR es la eficiencia energética del inversor, definida como el cociente entre las energías de salida y entrada al equipo durante un determinado periodo de tiempo. Aquí, al igual que con el seguimiento del punto de máxima potencia, van a influir factores tanto internos como externos al equipo. En lo que respecta a la influencia de factores internos (los parámetros característicos del inversor), simulaciones detalladas de EFCR con idénticos valores de potencia nominal del generador y potencia máxima del inversor, y operando en distintas climatologías, muestran un peso relativo muy importante del parámetro k_0.

Además, se observa que existe una dependencia lineal de la eficiencia energética con los parámetros característicos, la cual puede expresarse como:

$$\eta_{EI}(\%) = 100 - a \cdot k_0 - b \cdot k_1 - c \cdot k_2 \qquad \textit{Ecuación 25.a}$$

$a = 2{,}5$ (sur de Europa) y 3,5 (centro-norte de Europa) *Ecuación 25.b*

$$b = b(k_0) = -0{,}0215 \cdot k_0 + 0{,}7492 \qquad \textit{Ecuación 25.c}$$

$$c = c(k_0) = -0{,}0108 \cdot k_0 + 0{,}3797 \qquad \textit{Ecuación 25.d}$$

Y los parámetros k_0, k_1 y k_2 se expresan en %.

A modo de ejemplo, para un inversor con parámetros característicos medios (k_0=1%, k_1= 3% y k_2=5%), las expresiones proporcionan para el caso de Madrid una eficiencia del 93,5%.

[Nota: Por defecto, pueden utilizarse los valores medios constantes b= 0,642 y c= 0,326 para el cálculo de la eficiencia energética. El error máximo cometido en este caso se estima de un 4%].

Por último, una completa descripción de la relación que existe entre eficiencia y la potencia de operación en un inversor debe considerar, además de los valores de k_0, k_1 y k_2, su comportamiento relativo al arranque y a la sobrecarga. En el primer caso, es importante que el inversor se mantenga en estado de espera, es decir, con sus circuitos de potencia apagados, mientras la potencia disponible en el generador fotovoltaico sea inferior a las pérdidas del propio inversor. La determinación del correspondiente nivel de irradiancia debe, por tanto, incluirse entre los objetivos de los ensayos a realizar sobre cualquier equipo.

En lo que respecta a la sobrecarga, conviene saber que pueden plantearse ocasiones en las que la potencia disponible en DC supere la potencia máxima que puede manejar el inversor. Un buen equipo debe, en ese caso, mantener una potencia a la salida igual a ese valor máximo, desplazando adecuadamente el punto de trabajo del generador fotovoltaico.

3.4.3. *Calidad del suministro. Fiabilidad*

Tan importante es un buen aprovechamiento de la energía disponible por parte del inversor -elevada eficiencia instantánea- como asegurar que la potencia entregada a la red cumpla unos mínimos requisitos de calidad. Esta característica puede comprobarse fundamentalmente a través de dos parámetros:

El contenido en armónicos de la corriente de salida, especificado individualmente para cada armónico o a través de la Distorsión Armónica Total, o THD (siglas de "Total Harmonic Distortion"). Ambos son indicativos de en qué medida se asemeja la forma de onda de la corriente a una sinusoide ideal de frecuencia fija (50 Hz en Europa).

El Factor de Potencia (*Cos φ*), que cuantifica el desfase entre las ondas de tensión y de corriente inyectada en la red.

Ambos pueden estimarse muestreando varias veces a lo largo de un día las señales de corriente y de tensión mediante un osciloscopio con ancho de banda suficiente, y tratando los resultados mediante la herramienta matemática denominada Transformada Rápida de Fourier, disponible en numerosos programas de análisis matemático. En lo que respecta a los armónicos, los límites máximos permitidos serán los establecidos por normas internacionales de Compatibilidad Electromagnética o por la compañía eléctrica local.

En lo tocante a la fiabilidad, el inversor debe soportar sin daño la ocurrencia de determinadas situaciones potencialmente peligrosas, tales como operación en cortocircuito y circuito abierto del generador fotovoltaico, sobretensiones en *DC* y *AC*, desviaciones de tensión y frecuencia de red, etc.

3.5. TAMAÑO RELATIVO GENERADOR-INVERSOR

La conveniencia de sobredimensionar el generador fotovoltaico respecto del inversor ha sido repetidamente puesta de manifiesto desde los primeros EFCR, dado que, en general, esta medida permite reducir el precio del sistema -inversor más pequeño- sin afectar significativamente a su eficiencia energética.

En lo sucesivo, cuantificaremos esta característica de un EFCR mediante un parámetro adimensional denominado Factor de Dimensionado del inversor:

$$FDI = \frac{P_{\max ima,Inversor}}{P_{no\min al,Generador}} = \frac{P_{\max,I}}{P_{nom,G}} \qquad \textit{Ecuación 26}$$

Para localidades del norte, centro y sur de Europa, se han propuesto en el pasado, respectivamente, los siguientes rangos de *FDI*: [0,65, 0,8], [0,75, 0,9] y [0,85, 1]. Tales recomendaciones, basadas en proyectos de demostración y, por tanto, con evidencia empírica contrastada, resultan sin embargo demasiado genéricas para su aplicación a los EFCR dada la extensa variedad de superficies susceptibles de integrar generadores fotovoltaicos. Por ello, y continuando en la línea de desarrollar procedimientos de ingeniería adecuados para su aplicación a gran escala, se presenta a continuación una herramienta que permite calcular la productividad esperable de un EFCR, una vez conocidos su ubicación y el criterio de dimensionado escogido.

La herramienta en cuestión está relacionada con el Rendimiento Global del sistema, *PR*, que representa, de la energía útil que, teóricamente, podría generar el sistema fotovoltaico (suponiendo que el generador operase continuamente a 25 ºC), la fracción finalmente entregada al usuario o la red. En este sentido, la Figura 21 es una representación gráfica del parámetro PR_n, o Rendimiento Global anual normalizado con respecto del máximo valor alcanzable en cada posición (sistema con Factor de Dimensionado óptimo), para sistemas con 4 posibles orientaciones (norte, sur, este y

oeste), diferentes ángulos de inclinación (β) y tamaños relativos generador-inversor (*FDI*).

Las curvas representadas son el resultado de simulaciones hechas con los AMT de Madrid e inversores representativos del estado del arte actual: k_0=2%, k_1=2,5% y k_2=8%. La tabla 5 recoge el *PR* máximo alcanzable en distintas posiciones representativas.

La utilización de la herramienta presentada es como sigue. Para un sistema instalado en Madrid, orientado hacia el sur e inclinado 30º, el máximo *PR* alcanzable es, según indica la tabla, PR_{max}= 83,8%, valor al que corresponde un tamaño relativo de inversor dado por FDI_{max}= 0,9. Reducciones del tamaño del inversor caracterizadas por *FDI*= 0,8, 0,7 ó 0,6 supondrían unos valores de PR_n superiores a 0,99, 0,97 y 0,92, respectivamente, es decir, pérdidas adicionales del *PR* inferiores al 1, 3 y 8%. El mismo generador orientado hacia el este presenta un PR_{max}= 84,6% para un tamaño relativo de inversor FDI_{max}=0,82; reducciones en el sentido de *FDI*= 0,7 ó 0,6 implican unas pérdidas adicionales del Rendimiento Global del 1 y 5%, respectivamente. Si la inclinación de este último generador fuese vertical, la obtención de un PR_{max}= 87% requeriría un Factor de Dimensionado *FDI*= 0,68.

La aplicación de este método a EFCR cuyos generadores fotovoltaicos estén constituidos por campos (conjunto de módulos idénticos y asociados eléctricamente) de distinta ubicación puede hacerse a partir de la llamada "ubicación equivalente", resultado de ponderar las posiciones de los diferentes campos en función de su potencia relativa. De esta ubicación se obtendría el factor $PR_{n,e}$ equivalente de la instalación.

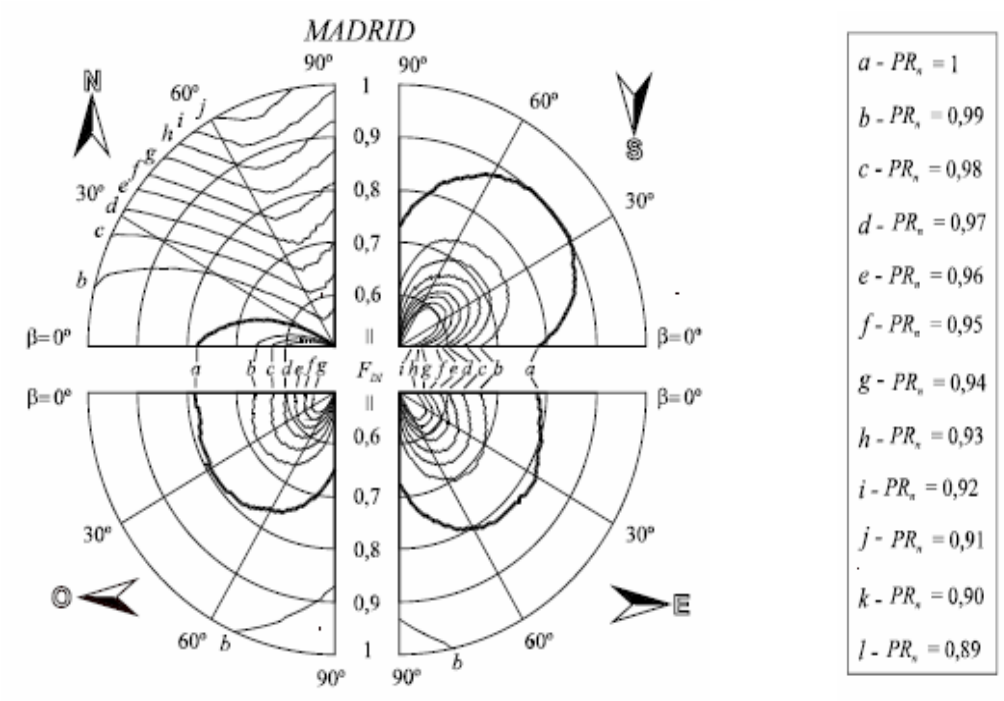


Figura 21. Rendimiento Global normalizado de sistemas ubicados en Madrid con distinta orientación, ángulo de inclinación (β) y tamaño relativo generador-inversor (FDI). Fuente: Edificios fotovoltaicos conectados a red.

MADRID - Sur de Europa								
Inclinación β	Orientación							
	NORTE		SUR		ESTE		OESTE	
	PR_{max} (%)	$F_{DI,max}$	PR_{max} (%)	$F_{DI,max}$	PR_{max} (%)	$F_{DI,max}$	PR_{max} (%)	$F_{DI,max}$
0°	84,4	0,78	84,4	0,78	84,4	0,78	84,4	0,78
10°	84,7	0,72	84,1	0,84	84,5	0,79	84,1	0,78
20°	85,1	0,64	83,9	0,88	84,6	0,80	83,8	0,79
30°	86,7	0,54	83,8	0,90	84,6	0,82	83,4	0,79
40°	87,5	0,50	83,9	0,90	84,6	0,82	83,2	0,79
50°	85,1	0,50	84,1	0,90	84,8	0,82	83,3	0,78
60°	87,8	0,50	84,6	0,88	85,1	0,80	83,6	0,76
70°	88,1	0,50	85,2	0,85	85,6	0,78	84,2	0,74
80°	88,5	0,50	85,9	0,80	86,2	0,74	84,9	0,70
90°	88,7	0,50	86,7	0,74	87,0	0,68	85,8	0,65

Tabla 5. Rendimiento Global máximo teórico de sistemas ubicados en Madrid con distinta ubicación y tamaños relativos generador-inversor. Fuente: Edificios fotovoltaicos conectados a red.

Volviendo al parámetro Rendimiento Global del sistema, la propia definición permite descomponerlo en dos factores ya analizados anteriormente:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{Y_A}{Y_R} \cdot \frac{Y_F}{Y_A} = FT(\beta, \alpha, T_{amb}) \cdot \eta_{EI}(\beta, \alpha; k_0, k_1, k_2, FDI) \qquad \textit{Ecuación 27}$$

Donde *FT* representa las pérdidas debidas a la temperatura de operación del generador fotovoltaico y η_{EI} aquéllas introducidas por el inversor.
Los valores numéricos de Rendimiento Global máximo indicados en la Tabla 5 son, por lo tanto, resultado del producto de los dos factores mencionados para determinadas posiciones (β,α) y el tamaño relativo generador-inversor que hace máximo el resultado, suponiendo un inversor con parámetros característicos medios (k_0=2%, k_1=2,5%, k_2=8%). La adecuación de los valores de dicha tabla para un inversor con parámetros diferentes se realiza sin más que corregir el valor de eficiencia energética correspondiente a la ubicación óptima del generador y *FDI*=1, dada por las ecuaciones 25(a)-(d) (η_{EI}=90,4 en Madrid), de acuerdo con el nuevo valor obtenido a partir de sus parámetros característicos.

3.6. TECNOLOGÍA DE INVERSORES PARA EQUIPOS CONECTADOS EN RED

3.6.1. *Configuración de inversor centralizado*

Un único inversor gestiona todo el equipo, que puede tener potencias también de MW. Todas las cadenas, constituidas por módulos conectados en serie, se reúnen en una conexión en paralelo.

Esta solución ofrece inversiones económicas limitadas, sencillez del equipo y reducidos costes de mantenimiento. Sin embargo, este tipo de configuración es especialmente sensible al oscurecimiento parcial, lo que limita el aprovechamiento máximo de cada cadena.

Es adecuado para campos solares uniformes en cuanto a orientación, inclinación y condiciones de oscurecimiento.

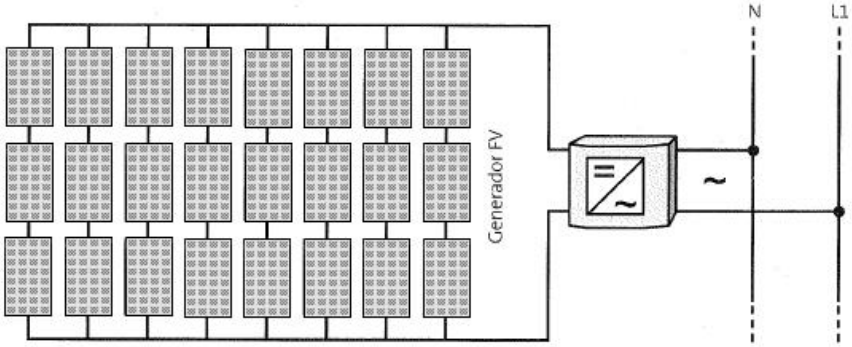


Figura 22. Configuración de inversor centralizado. Fuente: Enersol

3.6.2. *Configuración de inversor por ramal*

En una instalación en la que existen partes del generador fotovoltaico con diferentes orientaciones y/o inclinaciones, o en el caso de sombras inevitables, se pueden disminuir considerablemente las pérdidas en la instalación fotovoltaica por estos efectos si cada una de estas partes del generador fotovoltaico, con una misma orientación e inclinación, está conectada directamente a un inversor específico. De esta forma se consigue que todos los módulos que van conectados a un inversor reciban en cada momento el mismo nivel de irradiación.

Así pues cada ramal, compuesto por varios módulos en serie, tiene su propio inversor, constituyendo de hecho un mini-equipo autónomo; gracias a esta configuración se obtienen mejores rendimientos respecto a los inversores centralizados por medio de dispositivos MPPT individuales y se reducen las pérdidas debidas a oscurecimientos.

Para la misma potencia el coste es mayor respecto a un equipo con inversor centralizado. Por otra parte es adecuado para campos solares con condiciones diferentes de radiación.

Se puede utilizar también para equipos formados por varios campos solares distribuidos geográficamente (Configuración de inversor por subgenerador).

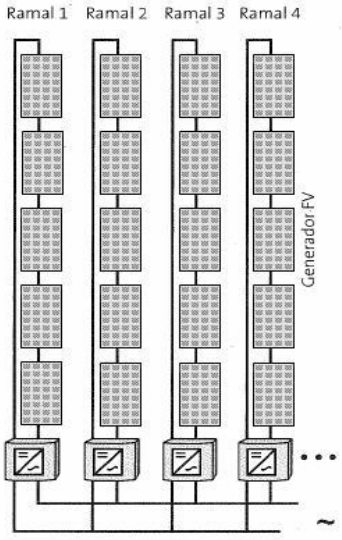


Figura 23. Configuración de inversor por ramal. Fuente: Enersol.

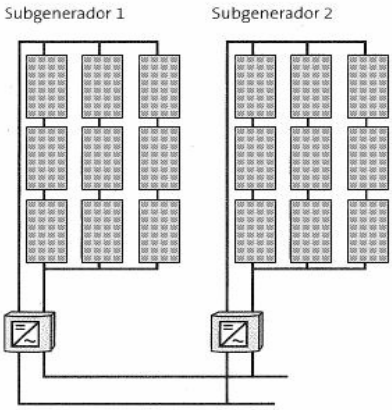


Figura 24. Configuración de inversor por subgenerador. Fuente: Enersol.

3.6.3. *Configuración de inversor en módulo*

Esta configuración consiste en instalar un pequeño inversor independiente a cada uno de los módulos fotovoltaicos que componen la instalación. Con ello se consigue que cada uno de los módulos fotovoltaicos trabaje en su punto de máxima potencia y la instalación se puede ampliar de manera muy sencilla.

El inconveniente de este tipo de instalación es su mayor coste, además de un menor rendimiento de estos inversotes respecto a los de mayor dimensión, pero que se compensa con un mejor rendimiento de los módulos fotovoltaicos.

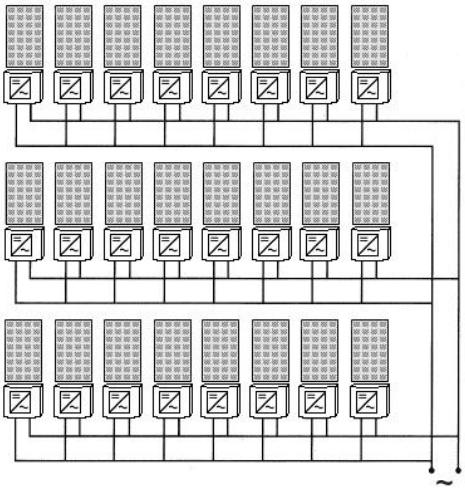


Figura 25. Configuración de inversor en módulo. Fuente: Enersol.

4. INTEGRACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EDIFICIOS

La integración solar fotovoltaica en edificios desde un punto de vista eléctrico consiste en incorporar un sistema fotovoltaico a un edificio, para la generación de electricidad y, desde un punto de vista arquitectónico, consiste en sustituir elementos constructivos del edificio por paneles fotovoltaicos, añadiendo diferentes funcionalidades.

Estas instalaciones cuentan de partida con la gran ventaja de que son, a día de hoy, la fuente de energía renovable de producción de electricidad que mejor se adapta a las ciudades, gracias a sus características de producción silenciosa y no contaminante.
El segmento de BIPV (Building Integrated PV) supone un 60% del mercado mundial fotovoltaico, lo que subraya la importancia que tiene este segmento en este campo.

Bajo estas premisas y teniendo en cuenta la cada vez mayor conciencia por el medio ambiente, el futuro que se augura a las instalaciones BIPV es realmente prometedor.

En la figura 26 se puede observar el Horizonte futuro de las instalaciones BIPV.

Horizonte	BIPV
2010	Módulos como productos estándar de la construcción Cobertura total de estándares y certificados
2020	Nueva generación de productos de construcción basados en nuevos materiales Rehabilitaciones energéticamente positivas para edificios existentes BOS : 1 euro/Wp 2020
2030	Casas que producen energía a la red

Figura 26. Horizonte futuro de las instalaciones BIPV. Fuente: EPIA – PV Catapult.

Dentro del sector fotovoltaico, los sistemas BIPV son catalogados como instalaciones completamente diferentes a las convencionales de conexión a red (plantas fotovoltaicas sobre cubierta y sobre terreno con o sin seguimiento solar). A pesar de que comparten ciertos aspectos en común, difieren en el propósito con la que son concebidas.

En las instalaciones fotovoltaicas convencionales existe la idea de producto financiero, en el que el inversor desembolsa un capital, lo amortiza y obtiene unos beneficios al cabo de un periodo de tiempo. Toda la energía generada se inyecta a red y por su venta se ingresa, según la normativa vigente una prima eléctrica.Esta prima es, sin duda, la verdadera subvención de la instalación, la que le hace ser un producto rentable y viable.

Por el contrario, en las instalaciones BIPV existen otros valores que priman por encima del rendimiento económico, como pueden ser la innovación, la modernidad, la integración con el entorno, la estética, etc. La energía generada durante el día se destina o bien, a cubrir las demandas eléctricas del edificio o se inyecta directamente a la red eléctrica. Para esta última aplicación, se percibe una prima similar a la de las

instalaciones convencionales, sin embargo, al no estar diseñado el sistema en inclinación y orientación para obtener un rendimiento óptimo, el retorno de la inversión se produce en un plazo superior a las instalaciones convencionales.

Los primeros clientes que han comenzado a interesarse por este producto son los bancos, compañías de seguros, instituciones públicas, etc., que han visto en las instalaciones BIPV una vía de modernizar su propia imagen corporativa y de mostrar al público que se encuentran en la vanguardia en cuanto a desarrollo tecnológico y compromiso con la protección del medio ambiente. En países como Holanda, EEUU, Japón y sobre todo en Alemania, las instalaciones BIPV han tenido una gran aceptación y se han construido un gran número de edificios en los que se han integrado los sistemas fotovoltaicos en distinto grado.

En lo referente a la estética del panel, el vidrio realiza una contribución importante. El amplio rango de colores que presentan los vidrios y en menor medida las células, permite una gran libertad a la hora de diseñar el edificio. El arquitecto dispone de una amplia gama de módulos a la hora proyectar la instalación integrada, desde paneles semitransparentes hasta opacos, colores azules, rojos, negros, etc. Esta gran variedad en el diseño que ofrece la tecnología fotovoltaica integrada es uno de sus principales valores añadidos y es el que anima a los arquitectos a emplear los materiales fotovoltaicos como elementos de construcción en lugar de los convencionales, en su búsqueda de nuevos diseños futuristas y a su vez, respetuosos con el medio ambiente.

Los beneficios que aporta la integración arquitectónica de la tecnología fotovoltaica son:

- Aumento de la funcionalidad de la piel del edificio o de una cubierta ya que además de sus funciones tradicionales genera energía eléctrica.

- Protección solar disminuyendo el factor solar. Así reduce la carga térmica de los edificios y los costes de refrigeración relacionados en verano.

- Sustitución de elementos de cerramiento convencionales y sistemas de protección solar. Los vidrios FV se integran directamente en las estructuras del edificio, con lo que no se necesita instalar ningún sistema de soporte adicional como en el caso de módulos FV estándar.

- A diferencia de los elementos constructivos tradicionales los elementos FV tienen tiempo de amortización. Generalmente éste es bastante más corto que su vida útil, sobre todo teniendo en cuenta los costes evitados (protección solar mecánica, refrigeración, etc...), y así generan un beneficio económico a largo plazo.

- Creación de nuevos conceptos de imagen corporativa relacionados con innovación, sostenibilidad y ecología realizables mediante múltiples y extraordinarias posibilidades de diseño arquitectónico con elementos FV modernos.

- Aumento del valor del inmueble por integrar un elemento "económicamente activo".

4.1. APLICACIONES DE LA INTEGRACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN EDIFICIOS. OPCIONES DE INTEGRACIÓN

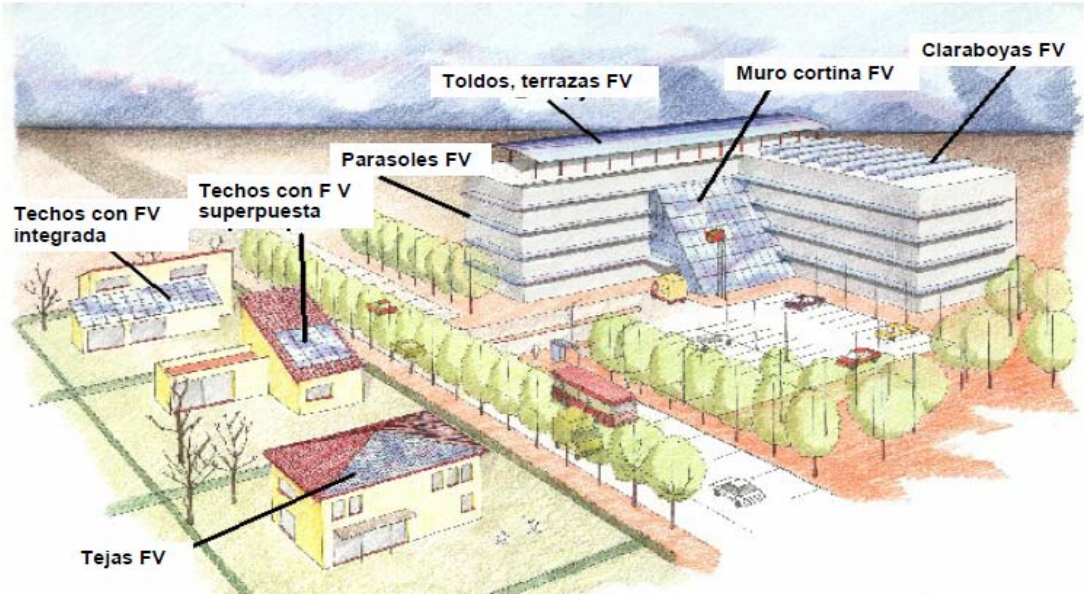


Figura 27. Opciones de integración fotovoltaica en edificios. Fuente: ASIF.

4.1.1. *Sistemas de fachadas*

Las fachadas proporcionan una primera visión del edificio al visitante. Es el medio que suelen emplear los arquitectos y diseñadores para transmitir la idea del edificio y los deseos del cliente a través de un lenguaje de formas y colores.
Si se está interesado en proyectar una imagen futurista, sofisticada y ecológica, los materiales fotovoltaicos ayudarían en gran medida. Su integración en la fachada puede ser llevada a cabo siguiendo dos maneras diferentes de proceder:

La primera de ellas, consiste en integrar módulos fotovoltaicos convencionales sobre una fachada ya construida. Se acoplan directamente mediante sistemas de sujeción tradicionales y no es necesario proporcionar al panel de protección atmosférica. Los paneles más demandados para esta aplicación son los policristalinos, debido a los brillos que emiten en distintos tonos azules y que resultan visibles desde distancias considerables.

La segunda forma posible de integración, consiste en configurar la fachada del edificio empleando para ello los módulos fotovoltaicos como material de construcción. Los paneles pasan a formar parte integral de la estructura del edificio y como tales, tiene que proporcionar las características resistentes necesarias y protegerles frente a los agentes externos.

En lo referente al diseño arquitectónico, la fachada adquiere una estética muy ordenada y pulcra gracias al perfecto ensamblaje que se logra entre los paneles, un diseño poco común y difícil de conseguir con otros materiales.

Esta modalidad de integración se realiza en edificios que estén en proyecto, resultando más ventajosa desde el punto de vista económico, porque no requieren un doble gasto en materiales fotovoltaicos y en convencionales de fachada (mármol, granito, etc.). Para hacerse una idea, tal y como se puede observar en la figura 28 los materiales de construcción que se emplean en las fachadas tienen un precio orientativo de 250 €/m^2 en el caso del metal, de 600 €/m^2 para los vidrios de pared cortina, de 700 €/m^2 para la piedra y de 1.200 €/m^2 para la piedra pulida. Sin embargo, el precio del panel de integración fotovoltaica está en torno a 800 €/m^2.

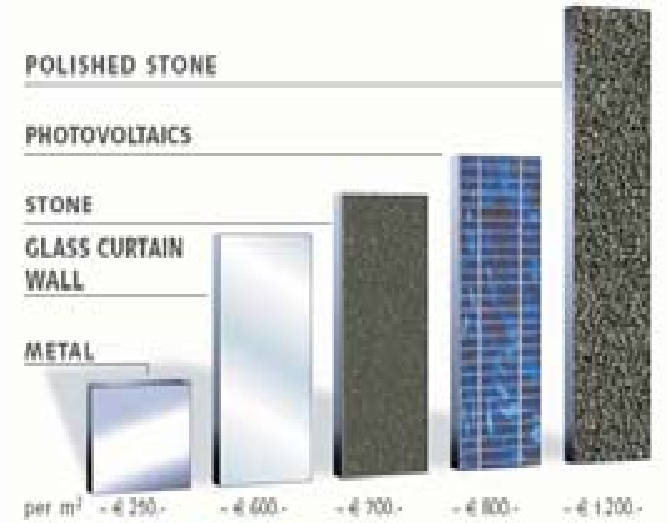


Figura 28. Coste de distintos tipos de material para revestimiento de edificios. Fuente: Scheuten Solar.

En el diseño de fachadas fotovoltaicas de edificios de nueva construcción, aspectos tales como la distribución de las ventanas, su orientación y el sistema de ventilación han de ser estudiados detalladamente para conseguir un mayor grado de integración y maximizar la eficiencia energética del edificio. La fachada principal deberá estar orientada hacia el Sur para que la superficie de exposición al sol sea máxima. Las ventanas, balcones y grandes puertas también es conveniente que queden orientadas hacia el Sur. Por el contrario, las que se ubiquen al Este, Oeste y sobre todo al Norte, deberán de ser el menor número y lo más pequeñas posibles con el fin de evitar las pérdidas de calor. Es conveniente aplicar una ventilación adecuada a los módulos para disipar el calor y mejorar, de esta forma, la eficacia de conversión fotovoltaica.

El gráfico de la figura 29 muestra una clasificación de los diferentes tipos de fachada que se pueden utilizar. Los tipos que aparecen en la parte inferior del gráfico son los que se desarrollaran con mayor profundidad a continuación. Las ventanas se consideran una aplicación externa, válida para todas las soluciones de fachada transparente, fachada opaca y de cubierta.

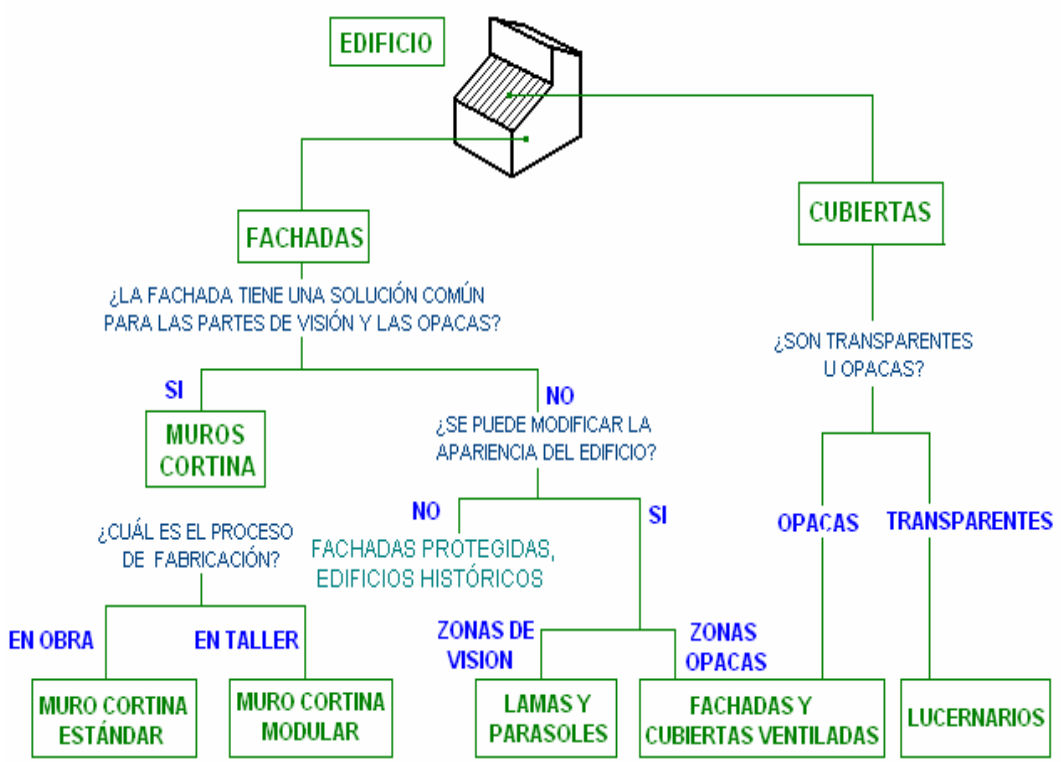


Figura 29. Posibilidades de aplicación de sistemas fotovoltaicos a la envolvente de un edificio en función de la posición y del tipo de cerramiento.
Fuente: La envolvente fotovoltaica en la arquitectura.

4.1.1.1. Fachada Ventilada

Las fachadas ventiladas fueron desarrolladas sobre todo en países nórdicos para dar una solución constructiva al problema de la entrada de agua a través de un cerramiento ligero. El concepto se basa en dividir la fachada en dos pieles independientes y con usos distintos, separadas por una cámara de aire ventilada. La piel interior es la fachada resistente, estanca y aislada, mientras que la piel exterior tiene como objetivo proteger a la interior de la acción directa de la lluvia y, hoy en día, ser un elemento estético.

La capa interior de una fachada ventilada, que lleva y transmite todas las cargas de las acciones del peso propio, el viento y la nieve, pueden ser bien de hormigón bien de ladrillo. En su cara exterior se fija un aislamiento térmico, una barrera de vapor entre el aislamiento y el muro, y se añade una lámina impermeable respirante al exterior del aislamiento para protegerlo. Se deja entre las dos hojas de la fachada un hueco para garantizar la ventilación y evitar así humedades indeseables.

Las fachadas ventiladas con la hoja exterior superpuesta representan una muy buena oportunidad para la integración de los paneles fotovoltaicos. La tecnología de las fachadas ventiladas ya ha desarrollado todos los elementos necesarios para incorporar estos sistemas, sin más que sustituir los paneles de vidrio, aluminio o cerámica por paneles fotovoltaicos.

Se pueden distinguir dos familias de soluciones de fachadas ventiladas con paneles fotovoltaicos: las basadas en vidrio y las basadas en otros soportes opacos.
En la primera de ellas se parte de sistemas existentes de muro cortina de vidrio sobre fachadas opacas, en los que unos montantes verticales en forma de T o de U reciben paneles de vidrio fijados a un cerco perimétrico de aluminio. El vidrio puede estar sujeto perimétricamente al acero mediante junquillos exteriores fijados a presión mediante pegado con silicona estructural. La integración del módulo fotovoltaico consiste en sustituir el vidrio templado o laminar de la hoja exterior, generalmente opaco, por un panel de vidrio laminar con células fotovoltaicas de silicio cristalino o amorfo.

En la segunda familia se parte de cualquier sistema de fachada ventilada a base de paneles ligeros opacos fijados sobre una estructura de perfiles verticales en U: bandejas de aluminio plegado, paneles laminados de alta densidad, etcétera.

La ventaja de incorporar paneles fotovoltaicos a este tipo de fachadas es la posibilidad de ventilar el trasdós del panel, lo que aumenta sensiblemente su rendimiento en función de la temperatura exterior y del grado de ventilación de la cámara. La caja de conexiones del panel puede fijarse sobre la cara interior de los paneles, aprovechando el ancho de la cámara. El cableado de conexión puede canalizarse a lo largo de los perfiles verticales que soportan los paneles, y atravesar la piel interior en un punto determinado, ya sea en la base o en el extremo superior de la fachada.

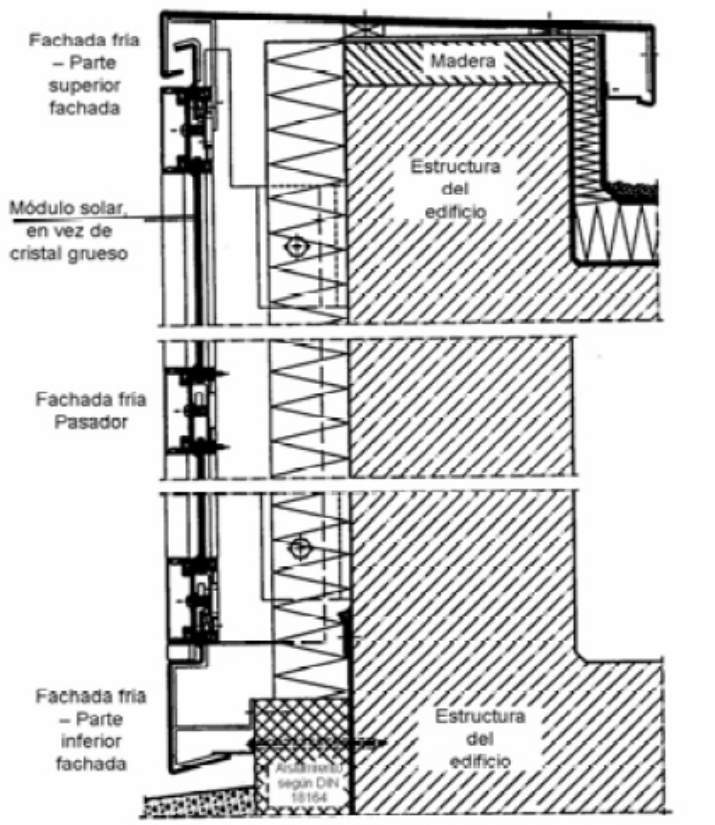


Figura 30. Esquema de una fachada ventilada con módulos fotovoltaicos integrados. Fuente: Madridsolar.

Las dimensiones de la fachada pueden ajustarse a las medidas estándar de los módulos fotovoltaicos, con lo que se reducen los costes de suministro. En todo caso, la combinación de varios módulos estándar puede encajar con las dimensiones típicas de la fachada ventilada, ya sea la altura entre plantas o la anchura total. De esta forma pueden evitarse paneles de dimensiones especiales o laminados no convencionales.

Desde el punto de vista del rendimiento eléctrico, es preferible que la fachada ventilada donde se sitúan los paneles sea del tipo drenado y trasventilado, porque en él la ventilación de la cámara es mayor y la temperatura de la cara interior del panel fotovoltaico desciende más rápidamente. Por otra parte, si la fachada que hay que cubrir es de grandes dimensiones -y, sobre todo, si es de gran altura- es preferible optar por una fachada ventilada con ecualización de presiones, para reducir así, la cantidad de agua presente en la cámara, que podría dañar el cableado o penetrar por los pasos a través de la hoja interior.

Hay que hacer hincapié en elegir adecuadamente el tipo de anclaje. Es favorable que el proveedor del anclaje haga unas pruebas in situ de tracción para comprobar los diferentes tipos de anclaje y estar así seguro que la unión con el edificio es segura y que transmita las cargas correctamente.

Figura 31. Fachada ventilada con integración de módulos de energía solar fotovoltaicos en las Oficinas Bauerfeind, Zeulenroda, Alemania. Fuente: Schüco.

4.1.1.2. Muro cortina

El concepto constructivo de una fachada del tipo muro cortina es una fachada ligera que deja de ser un elemento portante del edificio. Es un cerramiento colgado, no apoyado. La solución más habitual es la de montantes y travesaños donde se integra un doble acristalamiento. Los montantes se suelen fijar a los cantos del forjado portante. Al tratarse de un cerramiento no portante, los montantes transmiten tan sólo cargas horizontales debidas al viento y al peso propio vertical del muro cortina a la estructura principal. Interesa un alto grado de "premontaje" en el taller para reducir y facilitar el montaje de los sistemas in situ.

En un muro cortina de montantes y travesaños, los paneles fotovoltaicos se pueden insertar tanto en los vidrios de visión como en los vidrios opacos. Tanto si el acristalamiento es simple como si es doble, el vidrio convencional se puede reemplazar por otro que incorpore células fotovoltaicas de algún tipo. La manera más sencilla es colocar el panel fotovoltaico como un vidrio, fijado con presores exteriores, y realizar unas canalizaciones en la cara interior de la perfilería para alojar el cableado de conexión entre módulos.

Si los módulos fotovoltaicos están integrados en la zona de visión del muro cortina, las células estarán embebidas en un vidrio laminado que formará la hoja exterior del doble acristalamiento. Si se trata de células mono o policristalinas -que son opacas-, la transparencia se logra es células entre sí, encapsuladas en EVA (etil-vinil-acetato) transparente. Si se trata de un módulo de silicio amorfo semitransparente, éste ocupará la totalidad de la superficie. Es importante hacer notar que en ambos casos las células solares actúan como una capa de control solar que absorbe parte de la radiación solar y, por tanto, reducen el factor solar, lo que es positivo para el comportamiento del muro cortina en condiciones de verano. En la hoja interior del vidrio doble se suele insertar una capa de baja emisividad para reducir la transmisión térmica del vidrio. Si las propias células no bastasen para alcanzar el factor solar requerido, se puede añadir una capa de control solar en la cara interna de la hoja exterior, siempre por detrás del módulo fotovoltaico para no reducir la cantidad de energía solar que reciben las células. Para evitar la rotura del vidrio por choque térmico, el vidrio laminado será templado o termoendurecido. El cálculo de los espesores del vidrio tendrá en cuenta además las acciones del viento y las exigencias de resistencia a impactos tanto externos como internos.

Cuando los módulos fotovoltaicos se integran en las partes opacas de un muro cortina -por ejemplo, en la banda correspondiente al paso de forjado-, se puede emplear un vidrio laminar con células opacas o semitransparentes. El módulo fotovoltaico puede insertarse en el hueco como un vidrio doble o bien como un vidrio sencillo que forme parte de un panel ciego aislante. En el primer caso, la hoja interior será opaca para ocultar el interior de la fachada, por lo que deberá ser templada. En el segundo caso, el vidrio sencillo con el módulo fotovoltaico se fija a una bandeja que en su cara interior aloja un panel sándwich formado por dos chapas de acero o aluminio y un relleno intermedio de lana de roca u otro material aislante. Entre el panel fotovoltaico y el panel sándwich se crea una cámara de aire que deberá estar ecualizada con la presión exterior, drenada y lo más ventilada posible para no penalizar el rendimiento por exceso de temperatura.

Cuando las partes opacas del muro cortina están formadas por paneles sándwich de acabado metálico o por paneles composite, es fácil adherir a la cara exterior de los paneles un módulo fotovoltaico. Si éste es de silicio amorfo, la ventaja es que la caída del rendimiento por temperatura es menos acusada que en otras tecnologías, por lo que su uso es adecuado en fachadas sin ventilación trasera. Los encuentros del módulo con el panel base deberán estar sellados en fábrica.

Hemos descrito la integración del panel fotovoltaico por sustitución del vidrio convencional. Aunque esta solución resulta adecuada desde el punto de vista del coste, dado que sustituimos un vidrio por otro, no lo es tanto desde el punto de vista del rendimiento, ya que la ventilación de la cara interior del panel fotovoltaico es nula o bastante reducida. Una alternativa para resolver esto es que los módulos fotovoltaicos de vidrio se coloquen por fuera del plano del muro cortina, simulando una fachada de doble piel. La fijación se puede hacer por puntos, atravesando la fachada ligera en los montantes e insertando una perfilería soporte cuya única misión sea recibir los módulos. Si además éstos se inclinan hacia el sol, entramos en otra categoría que veremos en el siguiente apartado: lamas y parasoles superpuestos.

La opción de insertar los módulos fotovoltaicos en la piel exterior de un muro cortina, además de técnicamente muy adecuada –por la ventilación y la posibilidad de acceso a las conexiones desde pasarelas colocadas entre ambas pieles-, supone una alternativa mediterránea a los muros de doble piel propios de climas del norte de europa, donde el interés está en ganar calor solar y no defenderse de él.

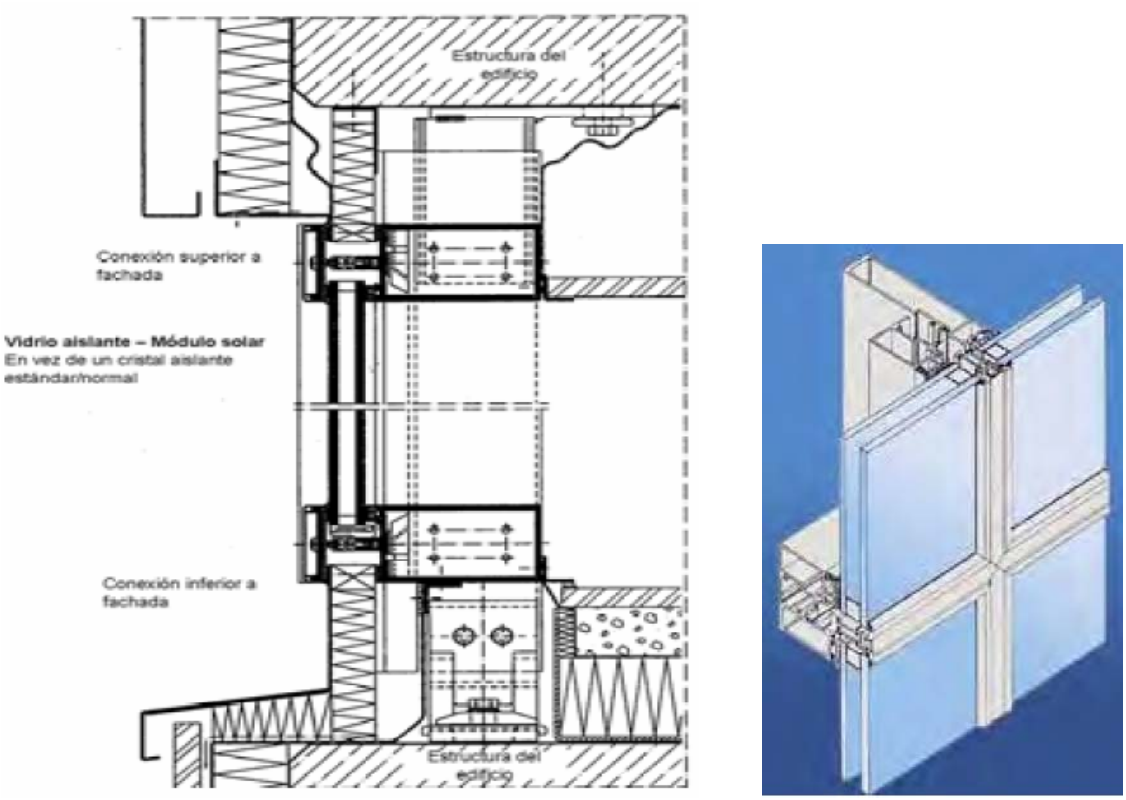


Figura 32. Esquema de un muro cortina con módulos fotovoltaicos integrados. Fuente: Madridsolar.

Los puntos que deben controlarse en el diseño para la adecuada integración de los paneles fotovoltaicos en los muros cortina tradicionales son:

-La localización, el tamaño y la integración de la caja de conexiones sobre el trasdós del panel.

-El recorrido y la accesibilidad del cableado de conexión entre los paneles, tanto en horizontal como en vertical, a lo largo de los travesaños y montantes.

-La estanquidad y el mantenimiento de la barrera de vapor en las perforaciones para el paso de los cables a través de la perfilería de montantes y travesaños.

-La salida de los cables en el lateral del doble acristalamiento y su entrada en la caja de conexiones del trasdós del panel, asegurando la durabilidad de la barrera de vapor en el intercalario del doble acristalamiento y evitando así que se produzcan condensaciones en la cámara.

-La evitación de sombras arrojadas por las tapas situadas sobre los laterales de los módulos, que producen una caída de rendimiento.

-La capacidad del panel fotovoltaico de vidrio de asumir las cargas de viento y los requerimientos de impactos tanto exteriores como interiores.

Una cuestión clave es decidir si se mantiene el cableado externo con una sola penetración a través del muro cortina en un punto, generalmente en la base (posibilidad que permite la opción de doble piel fotovoltaica exterior) o si se hacen tantas penetraciones como paneles fotovoltaicos haya (opción inevitable si integramos el panel dentro de la perfilería, en sustitución del vidrio convencional).

En comparación con la simple sustitución de los vidrios en una rejilla convencional, la opción del muro cortina con módulo fotovoltaicos encolados con silicona estructural a bastidores de aluminio tiene ventajas en muchos de los aspectos mencionados. Entre éstas tenemos la ausencia de sombras provocadas por las tapas, la conexión a través de la bandeja realizada en taller, la facilidad de sustitución en caso necesario y la posibilidad de que las conexiones entre módulos se hagan en el espacio intermedio definido por los bastidores, sin tener que atravesar la barrera de vapor interior más que en un punto.

Si queremos conseguir el máximo rendimiento por ventilación trasera y la máxima accesibilidad, la opción óptima es el muro de doble piel con pasarelas de registro, si bien su precio inicial será también mayor.

4.1.1.3. Lamas y parasoles

Es obvio que un elemento diseñado para protegernos del sol, como los parasoles y las lamas, en general, tiene una gran oportunidad de convertirse en el soporte ideal para integrar módulos fotovoltaicos. De esta manera, los paneles combinan dos funciones en un solo elemento: control solar y producción energética.

Aún siendo prometedora, la integración de los módulos fotovoltaicos en persianas y venecianas retráctiles resulta difícil por la fragilidad de las células o de las capas fotovoltaicas, y por la dificultad de asegurar sus conexiones. En cambio, la incorporación de módulos fotovoltaicos en parasoles o lamas exteriores -montados por fuera de la fachada para dar sombra constante al edificio- resulta la opción de integración más evidente. De hecho, cuando hablamos de integración fotovoltaica en los edificios más allá de las cubiertas, ésta es la primera opción que se considera.

Una primera solución es la de los parasoles fijos, que protegen del sol por encima de la línea de las ventanas y que pueden orientarse del modo más adecuado para asegurar la máxima captación solar. Las células fotovoltaicas pueden estar insertas en paños de vidrio laminado sujeto a una perfilería de aluminio en ménsula, a través de la cuál se efectúan las conexiones eléctricas al interior del edificio. Otra variante es la de los parasoles metálicos revestidos con paneles solares de lámina delgada. En ambos casos, la limpieza suele ser el punto crítico, por lo que se debería confiarse sólo a l acción del agua de la lluvia. Se debe prever el acceso para la limpieza desde las ventanas de la planta superior, o desde a cubierta para la última planta, con ayuda de un brazo extensible conectado a una manguera.

Figura 33. Parasoles fotovoltaicos en el edificio centro de diseño en kuppenheim, Alemania. Fuente: Schüco.

Una variante de los parasoles fotovoltaicos es la de los balcones en las terrazas de edificios de viviendas, que pueden actuar como elementos ciegos que incorporan células fotovoltaicas en su cara exterior. En este caso, la limpieza es fácil, y el punto crítico es su inclinación, ya que normalmente será vertical y puede estar sujeta a sombreados parciales, lo que afectará a su rendimiento.

Figura 34. Barandillas del Hotel Aguas de Ibiza formadas por módulos FV vidrio/vidrio de color verde. Fuente: Vidursolar.

Tanto por su extensión como por su accesibilidad, la mejor opción de integración de módulos fotovoltaicos es la de las lamas que cubren una gran superficie de fachada, fijadas a una estructura intermedia con pasarelas registrables para limpieza. En este caso, las lamas pueden ser ajustables y orientarse al sol en busca de la máxima sombra y el máximo rendimiento simultáneamente.

En este tipo de solución se va un paso más, buscando un posible deslumbramiento total del espacio interior. Básicamente hay tres soluciones: de forma mecánica, con motores eléctricos o con el sistema más sostenible, unos tubos que contienen un gas. Se mueven de forma automática por expansión del gas y viceversa según el ángulo de impacto de los rayos del sol. Lo más habitual, sin embargo, es la solución con motores eléctricos. La energía eléctrica necesaria para este ajuste fino a lo largo del día puede extraerse de los mismos módulos fotovoltaicos.

Las lamas se orientan según un algoritmo que calcula las diferentes posiciones del sol durante el año y que tiene en cuenta, además, las exigencias del edificio y de sus habitantes.

Figura 35. Detalle de las lamas fotovoltaicas orientables del centro para enfermos de Alzheimer, Madrid. Fuente: ETSAM.

Los elementos de fijación del vidrio y los montantes verticales de soporte del conjunto de las lamas deben incorporar registros para la inserción del cableado de conexión, tanto para conectar los módulos entre sí como para guiar su entrada en el edificio. El diseño de los montantes debe asegurar que los cables en la zona expuesta estén bien ventilados y drenados, sin que puedan producirse acumulaciones de agua. La conexión de los cables se debe realizaren un número limitado de puntos, de fácil registro, para minimizar el número de penetraciones a través de la piel interior estanca.

Tanto en los parasoles o frente de balcones como en las lamas, la integración de los módulos fotovoltaicos es muy eficaz, puesto que la ventilación del trasdós está asegurada y, por tanto, las pérdidas por exceso de temperatura son menos importantes que en las opciones de muro cortina. De lo que se tendrá que preocupar en estos casos es de facilitar la limpieza y de escoger una adecuada orientación.

4.1.2. *Cubiertas y lucernarios*

Las cubiertas, definidas por la Real Academia Española como parte exterior de la techumbre de un edificio, son las áreas del edificio donde la integración fotovoltaica es más habitual. Considerada a menudo como la quinta fachada, la cubierta puede ser algo más que un cierre estanco o una planta técnica en la que se acumulan los equipos mecánicos y eléctricos del interior del edificio.

Distinguimos entre dos familias de soluciones de cubierta, que requieren distintas respuestas de integración fotovoltaica. Por una parte están las cubiertas ciegas –que podemos subdividir en planas e inclinadas-, en las que los módulos pueden integrarse como un revestimiento adicional o como un componente intrínseco del sistema estanco. Por otra parte están las cubiertas acristaladas -tanto en la versión de gran tamaño (atrios) como en la versión más reducida (lucernarios)-, que deben responder a las exigencias simultáneas de transparencia y de estanquidad. Un tipo secundario de cubierta acristalada son las pérgolas exteriores.

Cubiertas ciegas inclinadas

Las cubiertas o tejados inclinados son una solución constructiva muy antigua para facilitar la evacuación del agua. Esta pendiente, siempre y cuando esté orientada con un ángulo razonable hacia el sur, se puede aprovechar para proyectar una instalación fotovoltaica.

En los edificios residenciales, las cubiertas inclinadas suelen revestirse con tejas cerámicas o de pizarra, dependiendo de las tradiciones constructivas de cada zona. Las primeras soluciones de aplicación de módulos fotovoltaicos en las cubiertas no pueden denominarse propiamente de integración, sino en todo caso de superposición, con resultados más que dudosos desde el punto de vista de la imagen final.

Provenientes en su mayoría de Europa Central y del Reino Unido, los fabricantes de módulos fotovoltaicos integrados se han esforzado en desarrollar soluciones de pequeños módulos que simulan el acabado y las dimensiones de las tejas de pizarra propias de sus países, y que se conocen como 'tejas solares'. Un buen ejemplo es el módulo C21 e de Solar Century donde el grado de integración ya es apreciable.

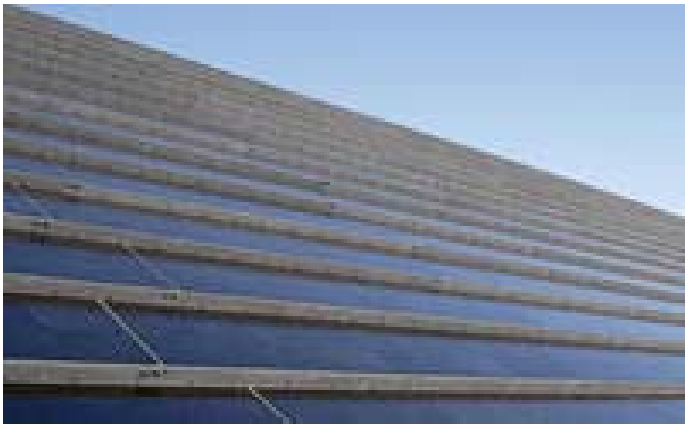


Figura 36. Tejas solares: módulo C21. Fuente: Solar Century.

Esto puede lograrse con bastante éxito si las tejas son de pizarra o de asfalto, pero sobre cubiertas de teja cerámica la integración visual es más difícil. Un ejemplo de ello es la solución Sunny Tile del fabricante suizo Star Unity, de la que existen versiones con silicio amorfo y con células cristalinas.

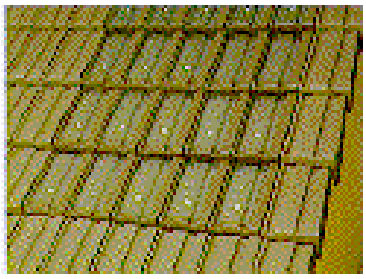


Figura 37. Tejas solares: Suny Tile. Fuente: Star Unity

Cuando las cubiertas inclinadas se resuelven con paneles metálicos, la integración es más sencilla. Hasta hace pocos años se seguía la vía de la superposición pero actualmente es más habitual seguir la vía de la integración, gracias a los paneles metálicos con la cara exterior provista de láminas delgadas de silicio amorfo o de seleniuro de cobre e indio (CIS). Un producto muy conocido en este campo es el panel Kalzip Aluplus Solar, de Corus, en el que un laminado fotovoltaico flexible basado en silicio amorfo se pega sobre un panel conformado de aluminio. La flexibilidad del silicio amorfo permite que el panel se pueda curvar en las dos direcciones. El color del panel base se puede igualar al del laminado fotovoltaico, o diferenciarse de éste.

Figura 38. Tejas solares: paneles Kalzip Aluplus Solar. Fuente: Corus.

El siguiente paso es saltar del panel como revestimiento de una cubierta, al panel prefabricado con láminas fotovoltaicas integradas como el elemento único del cerramiento de cubierta. Un buen ejemplo de esta solución son los paneles solares Solartec-L o Solartec-H, del fabricante alemán Thyssen Solartec. Al no estar recubiertos por vidrio, se puede caminar por e los paneles durante la instalación y el mantenimiento. Cada panel puede llegar a tener una longitud de 17 metros y lleva una sola conexión eléctrica. El montaje es muy rápido: con una sola operación de la grúa para cada panel, la cubierta exterior queda completamente terminada.

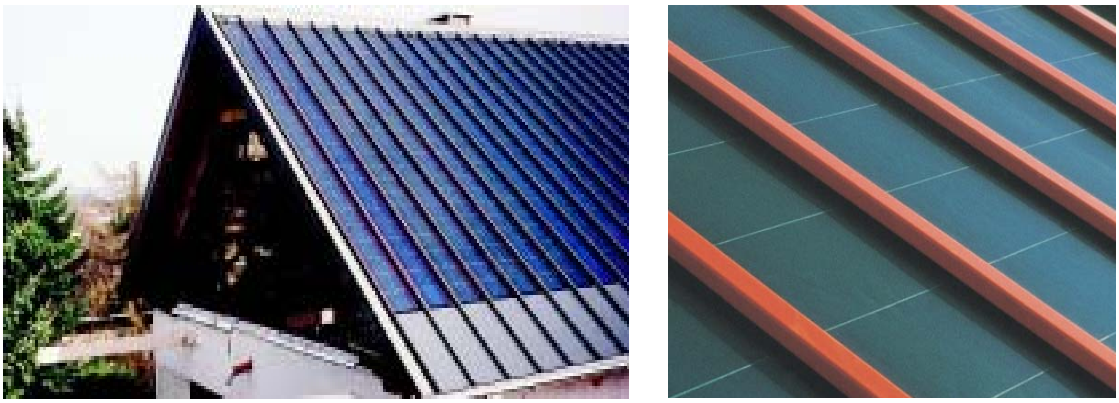


Figura 39. Instalación de paneles solares Solartec en el tejado de una casa particular en Ottweiler, Alemania. Fuente: Thyssen Solartec.

Cubiertas ciegas planas

Instalar unos módulos fotovoltaicos sobre una cubierta plana ciega es la primera forma de integración, y todavía la más habitual, de la generación fotovoltaica en los edificios. No obstante, debemos cuestionarnos sobre el escaso grado de integración alcanzado hasta ahora: en la mayoría de los casos, los paneles se superponen a una cubierta ya existente y, por tanto, no se sustituyen a ningún otro elemento constructivo. Por otro lado su montaje tiene que ser muy cuidadoso ya desde el proyecto, para que las fijaciones de la estructura de los módulos no perforen la lámina impermeable de la cubierta.

Todos los fabricantes de sistemas fotovoltaicos tienen soluciones para cubiertas planas, que suelen ser las más económicas de su gama de productos, ya que se emplean dimensiones y sistemas de fijación normalizados.

Figura 40. Módulos fotovoltaicos colocados en la cubierta plana de un edificio de oficinas en Colmenar Viejo. Fuente: erenovable.com.

Lucernario y atrios acristalados

En la actualidad los lucernarios, atrios, pérgolas y marquesinas se suelen construir como los muros cortina integrando los módulos fotovoltaicos en lucernarios basados en montantes y travesaños. Esto puede hacerse tanto en las paredes de visión como en las partes opacas, si es que existen.

Los vidrios de doble acristalamiento de las cubiertas se remplazan por paneles fotovoltaicos con cierto grado de transparencia, montados a su vez en un doble acristalamiento para no perder prestaciones de transmisividad térmica. La fijación de los módulos es exactamente igual a la de los vidrios que sustituyen.

Figura 41. Lucernario con módulos fotovoltaicos integrados en el edificio IPS en Meckenheim, Alemania. Fuente: Schüco.

Si los módulos fotovoltaicos se van a integrar en las zonas de visión de una cubierta acristalada, el módulo se situará en la hoja exterior del doble acristalamiento, que además incorporará otras láminas de baja emisividad y posiblemente de control solar. Para evitar roturas del vidrio debido a choque térmico, el vidrio laminado se deberá templar o termoendurecer. El conjunto del doble acristalamiento también deberá soportar acciones estructurales como las del viento, sobrecargas de mantenimiento e impactos desde otros edificios o partes altas del mismo. Como ya se ha indicado anteriormente, la hoja interior del doble acristalamiento será también laminada, para actuar como línea de defensa en caso de rotura de la hoja exterior.

Si los módulos fotovoltaicos se integran en las zonas opacas del lucernario o atrio, se puede emplear un módulo fotovoltaico opaco, tato de lámina delgada como de silicio amorfo. El módulo se puede integrar en vidrio simple o doble. Si se emplea vidrio doble, se puede hacer opaco con una capa cerámica o impresa en la cara interior. Si se emplea vidrio simple, conviene drenar la cámara situada detrás de éste, ecualizar su presión con el ambiente exterior y aislar la cara interna con una barrera de vapor. El calor generado en la cámara obliga a emplear vidrio templado o termoendurecido.

Entre las cuestiones que requieren atención en el diseño de un sistema de atrio acristalado con módulos fotovoltaicos, citaremos el recorrido y registro de los cables a lo largo de los montantes y travesaños, la impermeabilización de las perforaciones a través de los perfiles, la durabilidad de los sellados de borde del doble acristalamiento y la capacidad del módulo fotovoltaico de soportar las cargas del viento, nieve y mantenimiento. La cuestión de la impermeabilización es especialmente delicada: la perfilería debe tener una línea interior de evacuación del agua infiltrada y no confiar la estanquidad solamente al sellado exterior.

Un sistema de lamas fotovoltaicas montadas sobre un lucernario puede resolver al mismo tiempo la integración fotovoltaica y la generación de sombras. Las lamas pueden activarse para girar con el sol, y el espacio entre ellas asegura una ventilación adecuada.

5. MARCO REGULATORIO: EL REAL DECRETO 1578/2008

El Real Decreto 1578/2008, *de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología*, se convierte, desde su publicación, en la nueva piedra angular de la regulación fotovoltaica en España.

El RD 1578/08 se aprobó en el último Consejo de Ministros previo a la caducidad del período transitorio que, en virtud de lo establecido por el artículo 22 del Real Decreto 661/2007, fue activado durante un año mediante una Resolución de la Secretaría General de Energía del 27 de septiembre de 2007. En la exposición de motivos, el RD 1578/08 se justifica porque:

- El crecimiento experimentado por la tecnología fotovoltaica había sido muy superior a lo esperado. El objetivo marcado por el RD 661/07 –un total de 371 MW conectados a red en 2010– se alcanzó apenas tres meses después de haberse publicado esta norma, superándose los límites de la regulación y cuestionándose el futuro del mercado solar español. Así, era necesario dar seguridad jurídica y garantías de continuidad, tanto a los promotores de instalaciones como al tejido industrial, que ya permite fabricar en España todos los elementos de una instalación solar y disminuye la gran dependencia energética del país.

- Convenía modificar el régimen económico a la baja y dotarlo de capacidad para adaptarse a la rápida evolución de la tecnología, que experimenta un acusado descenso de costes.

- Hay que reconocer las ventajas que ofrecen, como generación distribuida, nula ocupación del territorio y factor de socialización de las energías renovables, las instalaciones integradas en edificios y construcciones agropecuarias.

- Se pretendía "racionalizar" la implantación de grandes instalaciones en suelo, evitando su parcelación para obtener una retribución más favorable.

Siguiendo estos planteamientos, el RD 1578/08, aunque contiene mecanismos que permiten dotar al mercado fotovoltaico español de estabilidad a largo plazo, es una norma de transición que abarca hasta 2011, en espera de los cambios que deben producirse con la aprobación de la próxima Ley de Energías Renovables, la trasposición de la Directiva 2009/28/CE de energías renovables y el Plan de Energías Renovables 2011-2020.

5.1. CUPOS, SEGMENTOS, INSTALACIONES Y TARIFAS

El RD 1578/08 establece un cupo de potencia máxima de unos 500 MW al año hasta 2011 y divide el mercado solar en dos segmentos distintos, uno para instalaciones en edificios o en construcciones asociadas a ellos –como un aparcamiento– y otro para instalaciones sobre suelo, cada uno con sus correspondientes cupos. Un mecanismo de flexibilidad permite traspasar entre los dos segmentos las potencias que puedan sobrar en el caso de que no se llene alguno de los cupos.

El segmento de edificación contempla dos tipos de instalaciones: las menores de 20 kW, que obtienen una retribución inicial de 31,3 c€/kWh, y las que tienen entre 20 kW y 2 MW, con 29,4 c€/kWh. El segmento de suelo permite plantas con un máximo de 10 MW, también con 29,4 c€/kWh. Estas tarifas, garantizadas por un máximo de 25 años, son un 29% más bajo que las establecidas por la regulación anterior y descienden alrededor de un 10% anual, dependiendo del modo en que se llenen los cupos asignados a cada segmento.

El crecimiento de los cupos de potencia en años sucesivos está condicionado por la reducción de la tarifa de un modo inversamente proporcional, de modo que cuanto más descienda la retribución, mayor tamaño tendrá el mercado fotovoltaico. Teniendo en cuenta que los decrecimientos de tarifa probablemente oscilarán entre el 11,5% y el 5% anual –más la existencia de dos cupos de potencia adicional para las instalaciones sobre suelo de 100 MW en 2009 y de 60 MW en 2010–, el mercado fotovoltaico español puede sumar unos 1.500 MW entre 2009 y 2011.

	2009		2010		2011		
TIPO DE INSTALACIÓN	CUPO (MW)	TARIFA INICIAL	CUPO (MW)	TARIFA INICIAL	CUPO (MW)	TARIFA INICIAL	CUPO 2009-2011
En edificio menor de 20 kW	27	34 c€/kWh	29	31,3 c€/kWh	32	28,8 c€/kWh	88
En edificio entre 20 kW y 2 MW	240	32 c€/kWh	265	29,4 c€/kWh	294	27,1 c€/kWh	799
Sobre suelo	233	32 c€/kWh	211	27,8 c€/kWh	171	24,1 c€/kWh	615
Total potencia anual	**500**		**505**		**497**		**1.503**

Cantidades medias más probables.

Figura 42. Evolución del mercado fotovoltaico 2009-2011. Fuente: ASIF.

Merece la pena destacar el tremendo ajuste que supone para el Sector Fotovoltaico la aplicación del RD 1578/08, puesto que, en el mejor de los casos, reduce el volumen del mercado solar español en 2009 a una quinta parte del volumen que tuvo en 2008. A pesar de este descenso, España sigue manteniendo una posición de liderazgo mundial.

Por otro lado, la regulación anterior admitía instalaciones con un máximo de 50 MW –que podían dividirse en instalaciones más pequeñas para obtener una mayor rentabilidad–, no distinguía entre segmentos de mercado, no contemplaba la reducción progresiva de la tarifa fotovoltaica y establecía un período de transición mínimo de un año –activado cuando se alcanzara el 85% del objetivo asignado en la planificación energética– sin cupos de potencia.

5.2. REGISTRO DE PREASIGNACIÓN DE RETRIBUCIÓN

Para asignar la potencia de los cupos anuales, el RD 1578/08 crea un registro, el Registro de Preasignación de Retribución (RPR), en el que deben inscribirse los proyectos solares para conseguir las tarifas correspondientes. Dividido en cuatro convocatorias anuales, una por cada trimestre natural, el RPR garantiza el cumplimiento, sin desviaciones, de la planificación energética. Los proyectos que concurran al RPR deben aportar la autorización administrativa, la licencia de obras y el resguardo de la constitución de un aval, en la Caja General de Depósitos, de 50 €/kW en el caso de instalaciones en edificación menores de 20 kW, y de 500 €/kW en los demás. Al adjudicar los proyectos en cada convocatoria, se tiene en cuenta la fecha más reciente de esos tres documentos, para ordenar las solicitudes cronológicamente y dar preferencia a las más antiguas.

En el caso de que, para cada segmento del mercado, el cupo se llene menos del 75%, la tarifa correspondiente se mantiene para la siguiente convocatoria; si se llena más del 75%, la tarifa se reduce proporcionalmente hasta que se complete, por exceso, el cupo establecido, pudiendo alcanzarse un descenso de tarifa del 4,38% en el segmento de suelo, del 2,95% en el de tejados grandes y del 2,6% en el de tejados pequeños. Las potencias que puedan sobrar en cada convocatoria se traspasan al segmento opuesto del mercado en la siguiente convocatoria.

Las instalaciones admitidas en el RPR tienen un año para ejecutarse. Las que no accedan al RPR y se instalen únicamente reciben el precio final horario del Mercado Eléctrico.

5.3. INSPECCIONES, CALIDAD, PROCEDIMIENTOS Y FUTURO

El RD 1578/08 dispone la realización de inspecciones aleatorias anuales con el objeto de verificar, entre otros aspectos, el cumplimiento de los requisitos técnicos, para un mínimo del 5% de las instalaciones existentes que representen al menos el 5% de la potencia instalada. Así mismo, anuncia un desarrollo normativo posterior para establecer requisitos de calidad para las instalaciones eliminar las barreras que dificultan el acceso de la fotovoltaica a la edificación.

Finalmente, EL RD 1578/08 establece la posibilidad de que se revise la retribución en 2012 y adelanta que los objetivos de potencia se podrán revisar al alza con el Plan de Energías Renovables 2011-2020, que debe permitir que España cubra un 20% de su abastecimiento de energía con fuentes renovables.

Si esta nueva planificación no supusiese un impulso para la fotovoltaica, el desarrollo del mercado español permitiría disponer de unos 11.500 MW fotovoltaicos en 2020, teniendo en cuenta el crecimiento medio previsto del mercado solar. Esta opción, no obstante, es muy improbable, puesto que la rentabilidad de la tecnología para el consumidor doméstico, sin ningún tipo de ayudas públicas, se alcanzará varios años antes, abriéndose con ello un mercado de enormes proporciones.

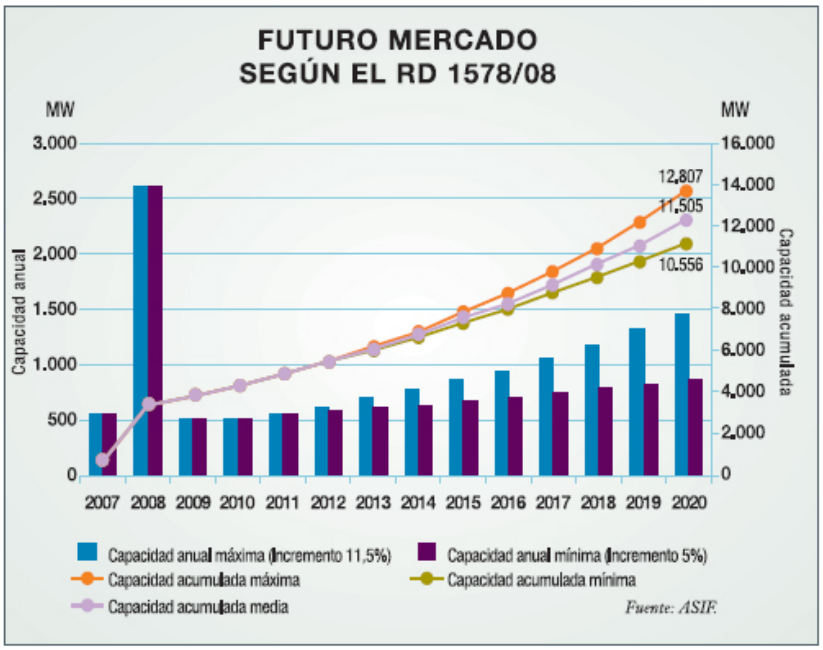


Figura 43. Futuro del mercado fotovoltaico según el RD 1578/08. Fuente: ASIF.

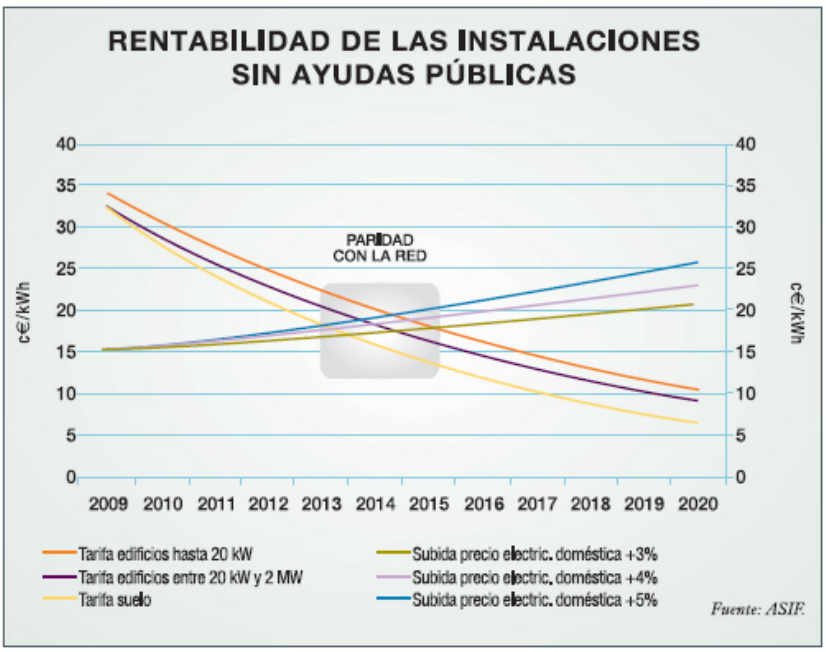


Figura 44. Rentabilidad de las instalaciones sin ayudas públicas. Fuente: ASIF

Este escenario de rentabilidad directa sin ayudas, que convierte a la instalación solar en un electrodoméstico más del hogar, se conoce en la jerga fotovoltaica como alcanzar la "paridad con la red". La paridad con la red debe ser atendida por los desarrollos normativos de los próximos años con el objeto de que pueda ser una realidad. Hasta entonces, la evolución que ha experimentado la regulación de la energía solar fotovoltaica en España sería tal y como refleja el cuadro anterior (figura 44).

6. MEMORIA TÉCNICA

A continuación se realizará el estudio del comportamiento del proyecto a desarrollar.

El edificio sobre el cual se pretende realiza la integración fotovoltaica es una piscina edificada en soto el real, Madrid. Lo que se hará en este proyecto será sustituir elementos constructivos del edificio por paneles fotovoltaicos, añadiendo diferentes funcionalidades. Además se supondrá modificada la cubierta sobre el ventanal desde el primer momento del diseño del edificio (Ver Anexo 16: PLANOS).

Figura 45. Vistas de la piscina

Debido al requerimiento de optimización de la producción de energía, sólo se integrarán paneles fotovoltaicos en la fachada de la cara sur y en la cubierta del edificio.

Así pues, y según la figura 46 en la que se muestra una modelización en tres dimensiones de nuestro nuevo edificio usando la herramienta SolidEdge, dividiremos el proyecto que nos ocupa en tres partes distintas: ventanal (color azul), fachada revestida (color rojo) y lucernario (color verde).

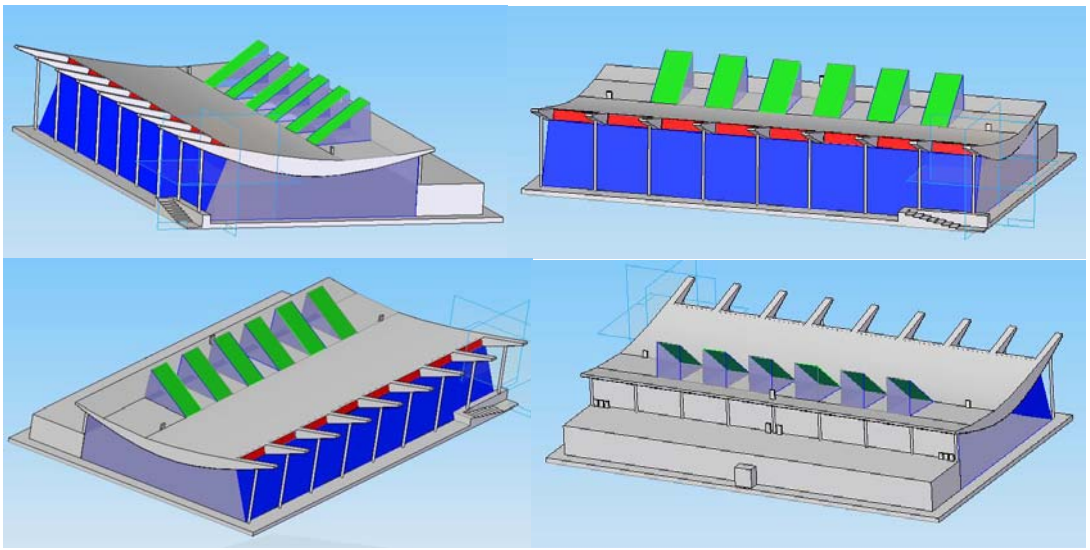


Figura 46. Vistas en 3D del edificio.

Los módulos fotovoltaicos elegidos para cada parte se corresponden con los módulos que se utilizan frecuentemente en la integración arquitectónica según lo explicado anteriormente y según las características de cada una de las tres partes en la que se ha dividido el proyecto.

Una vez seleccionado el módulo fotovoltaico a utilizar se analizarán varios escenarios en los que se variará la disposición del generador fotovoltaico, según las especificaciones de la superficie a instalar, y el número y el tamaño (potencia) de los inversores con el objetivo de maximizar la producción de energía. Para ello se utilizará la herramienta informática PVSYST 5.1.

Teniendo en cuenta lo comentado en el apartado 3.6. (Tecnología de inversores para equipos conectados en red), dado que en cada una de las tres partes, los campos solares son uniformes en cuanto a orientación, inclinación y condiciones de oscurecimiento, la tecnología de inversores más adecuada será la de configuración de inversor centralizado.

Ante la duda de si elegir un único inversor o bien varios en paralelo, la solución con el inversor único será más económica, pero en caso de que haya una avería todo el generador se caerá de la red. Con varios inversores independientes se tendrá más redundancia aunque la instalación será más cara.

Teniendo en cuenta que nuestra instalación es pequeña la redundancia tiene menos importancia que en una instalación grande con lo que la solución de inversor único será en principio la más adecuada, aunque llegados a este punto, el criterio en el que nos basaremos para seleccionar la mejor opción será la producción de energía, la cual se obtendrá como resultado del proceso de simulación en el programa PVSYST 5.1.

Seguidamente se describe brevemente este proceso de simulación, explicando los datos que se introducen en el programa y la forma de introducirlos.

Inicialmente se realiza un diseño preliminar de nuestro sistema en el que lo primero que hay que hacer es definir el tipo de sistema, que en nuestro caso será conectado a red.
A continuación se selecciona el lugar geográfico donde se va a ubicar nuestro proyecto.
Evidentemente la localización de cada una de las tres partes en las que hemos subdividido nuestro proyecto (ventanal, fachada revestida y lucernario) será la misma: Madrid.

Al seleccionar el lugar donde se realiza la instalación, el programa carga tanto las coordenadas geográficas con su consecuente trayectoria solar como los datos meteorológicos mensuales de ese lugar, contenidos en la librería del programa.

Estos archivos meteorológicos de los que dispone el programa serán la base para el cálculo del balance energético de cada una de las distintas instalaciones.

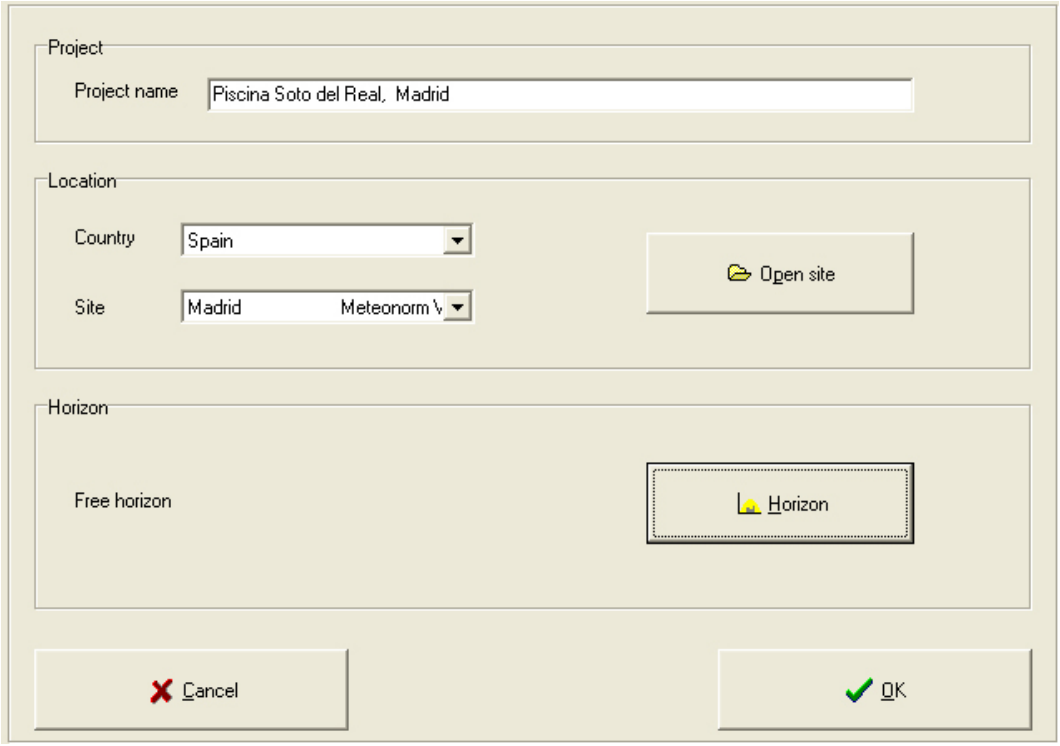


Figura 47. Localización del proyecto. Fuente: PVSYST

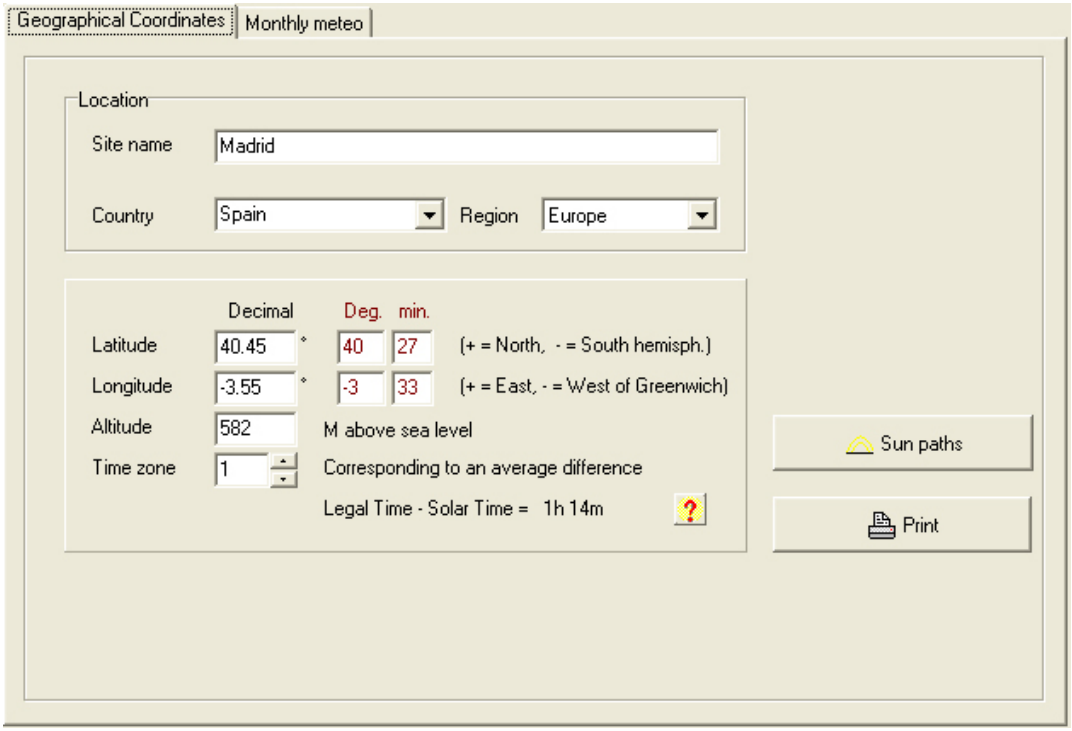


Figura 48. Coordenadas geográficas de Madrid. Fuente: PVSYST

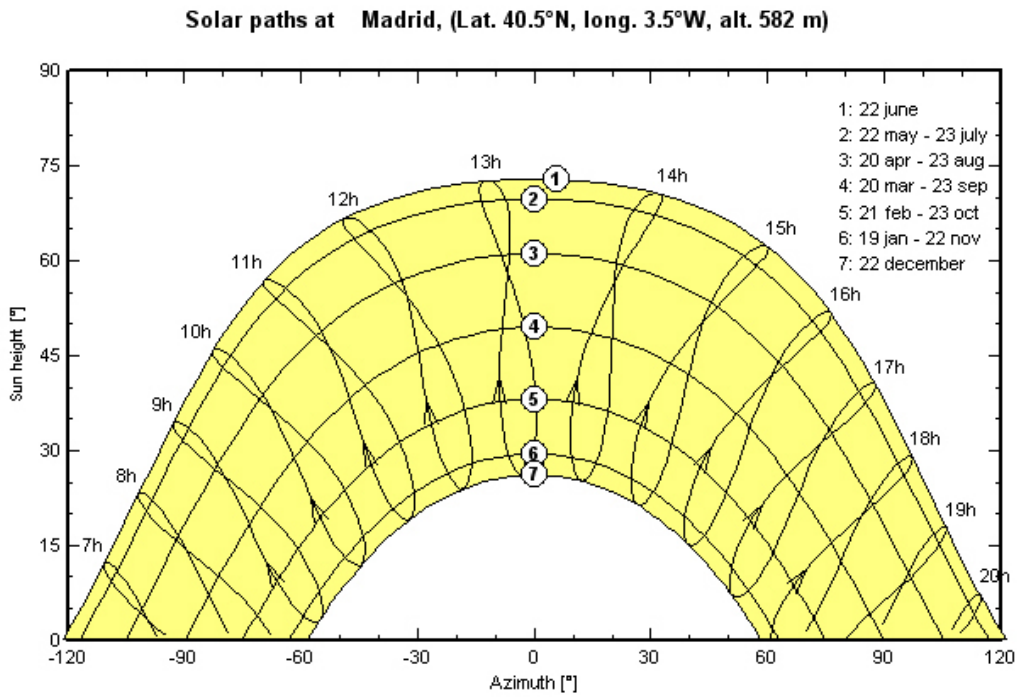


Figura 49. Trayectoria solar en Madrid. Fuente: PVSYST

Geographical Coordinates | Monthly meteo

Site **Madrid (Spain)**

Data source Meteonorm V5.0

	Global Irrad. kWh/m².mth	Diffuse kWh/m².mth	Temper. °C	Wind Vel. m/s
January	66.0		5.5	2.50
February	77.0		7.0	2.40
March	141.0		9.3	2.60
April	153.0		11.6	3.20
May	204.0		15.5	2.60
June	223.0		20.4	2.80
July	230.0		24.3	2.70
August	201.0		23.8	2.50
September	150.0		20.3	2.70
October	105.0		14.5	2.30
November	64.0		8.9	2.60
December	49.0		5.9	2.20
Year	**1663.0**		**13.9**	**2.6**

Required Data
- [x] Horizontal global irradiation
- [x] Average Ext. Temperature

Extra data
- [ ] Horizontal diffuse irradiation
- [x] Wind velocity

Irradiation units
- ( ) kWh/m².day
- (•) kWh/m².mth
- ( ) MJ/m².day
- ( ) MJ/m².mth
- ( ) W/m²
- ( ) Clearness Index Kt

Figura 50. Climatología mensual de Madrid. Fuente: PVSYST

A continuación se definirán los parámetros del sistema. Inicialmente se introduce la inclinación de los paneles solares y el ángulo de azimuth, el cual será para todos los casos de 0° ya que, para la situación geográfica de la instalación (Hemisferio Norte), la mejor orientación del azimuth es la orientación sur.

Seguidamente se definirán las especificaciones del sistema.

Para sistemas conectados a red, y especialmente para la integración fotovoltaica en edificios este paso de la simulación de la instalación está orientado a la arquitectura de nuestra instalación requiriendo como dato inicial el área disponible, la potencia nominal o la producción de energía deseada. En nuestro caso el parámetro a introducir será la superficie disponible en nuestro edificio. Además otros parámetros característicos para definir la instalación serán las propiedades generales de la tecnología fotovoltaica utilizada (incluyendo los colores relativos al tipo de tecnología, la transparencia, etc), la disposición del montaje o la ventilación.

En este diseño preliminar los resultados de la producción del sistema se obtienen instantáneamente en valores mensuales, usando solamente unas pocas características del sistema general, sin definir componentes específicos del sistema.

Entre estos resultados iniciales del sistema se encuentran las gráficas de la irradiación global horizontal en comparación con la irradiación global con la inclinación del panel así como la energía de salida del sistema. También está disponible una estimación del coste del sistema, la cual nos puede servir de datos orientativos para el estudio económico posterior de nuestro sistema.

El siguiente paso para la simulación de nuestro sistema está orientado a la ingeniería realizando el diseño del sistema usando simulaciones detalladas cada hora. Este nivel ofrece al usuario la posibilidad de definir la orientación del módulo fotovoltaico, que en nuestro caso será la de plano inclinado fijo. Aquí habrá que introducir de nuevo los parámetros del campo inclinación y azimuth. El programa inmediatamente nos proporcionará los datos del factor de transposición y el porcentaje de perdidas respecto al óptimo.

A continuación tendremos que definir nuestro sistema conectado a red. Para ello lo primero que tendremos que introducir es la potencia deseada del generador o bien la superficie disponible (que será la que introduzcamos en nuestro caso, al ser este el parámetro restrictivo de nuestra instalación).

A continuación seleccionaremos el módulo fotovoltaico deseado de entre los que se encuentran en la base de datos del programa. El programa propone el número de inversores requeridos, y una disposición posible del generador (número de módulos en serie y en paralelo). Esta opción se realiza teniendo en cuenta las restricciones del sistema de ingeniería: el número de módulos en serie debe producir un voltaje MPP compatible con los niveles de tensión del inversor.

El usuario puede por supuesto modificar la disposición propuesta en función de sus necesidades. El programa muestra en pantalla advertencias si la configuración no es absolutamente satisfactoria: en color rojo (conflicto serio que previene la simulación), o en color naranja (sistema no óptimo, solamente es posible su simulación). Estas

advertencias están relacionadas con el tamaño del inversor, el voltaje del generador, el número de filas con respecto a los inversores, etc. La tarea fundamental del usuario será precisamente ir variando la disposición del generador (número de paneles en serie o paralelo) y el tamaño, cantidad y modelos de los inversores para que el programa no muestre ninguna de estas advertencias.

Tras haber definido el sistema correctamente, es decir sin que el programa nos muestre ninguna advertencia, se puede realizar una simulación de su comportamiento y obtener como resultado principal, sobre el que nos basaremos para la elección del escenario óptimo, la producción anual del sistema en KW/año.

Además dentro de los resultados de la simulación del sistema podemos encontrar informes detallados y multitud de gráficas y tablas que representan los parámetros fundamentales del sistema

6.1. VENTANAL

El módulo elegido para esta instalación es el MSK Photovol Glass MST-44T1013UT de MSK Corporation, fabricado con células de silicio amorfo de Kaneka Corporation, que usa un proceso de grabado con láser ultra fino para crear el acabado semitransparente.

La información relativa a este módulo proporcionada por la base de datos del PVSYST se encuentra en el ANEXO 3.

Se ha elegido este módulo en concreto debido a los requerimientos de transparencia del ventanal, ya que este módulo pese a no tener una potencia de salida muy elevada (tan solo 44 Wp) ofrece un nivel de transparencia muy aceptable para satisfacer la función del ventanal, que es precisamente la dejar pasar la luz natural, tal como se puede apreciar en la figura 51.

Figura 51. Módulos MSK Photovol Glass instalados en el edificio de oficinas Socotherm, Sicilia. Fuente: Suntech.

Teniendo en cuenta la superficie de la que disponemos en el ventanal y la superficie que ocupan los módulos, podemos llegar a instalar 280 módulos, según se muestra en la figura 52.

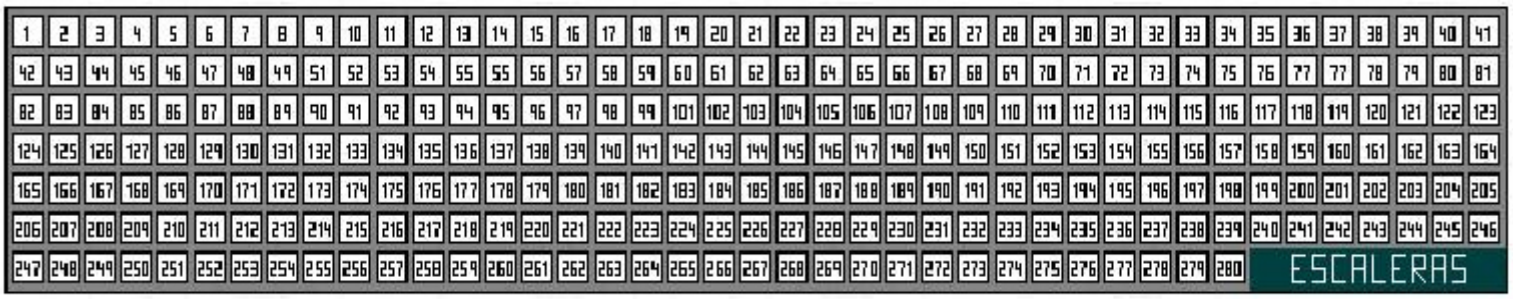


Figura 52. Disposición de los módulos en el ventanal. Fuente: PAINT

Tras localizar la instalación en la provincia de Madrid se definirán los parámetros del sistema, según lo indicado anteriormente y tal como se aprecia en las Figuras 53 y 54.

La inclinación de los paneles solares será la propia inclinación de la fachada, es decir 71° y el ángulo de azimuth será 0°, al estar orientado al sur. El área requerida será el área útil de la instalación, es decir, el área de los 280 paneles: 261 m^2.

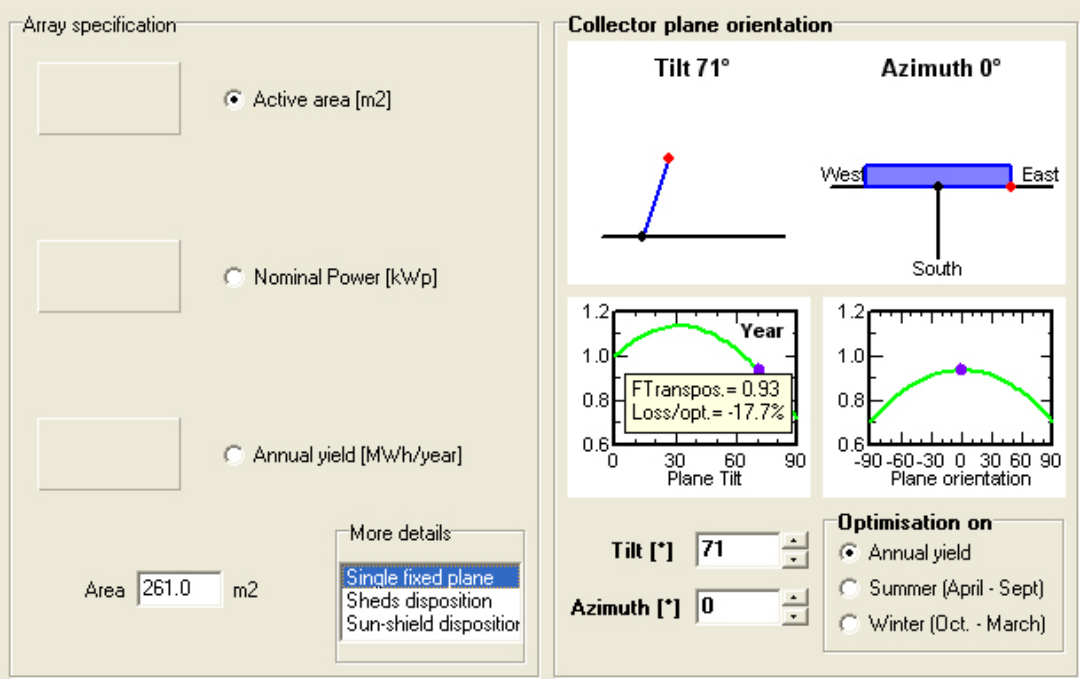


Figura 53. Especificaciones del sistema para el Ventanal. Fuente: PVSYST

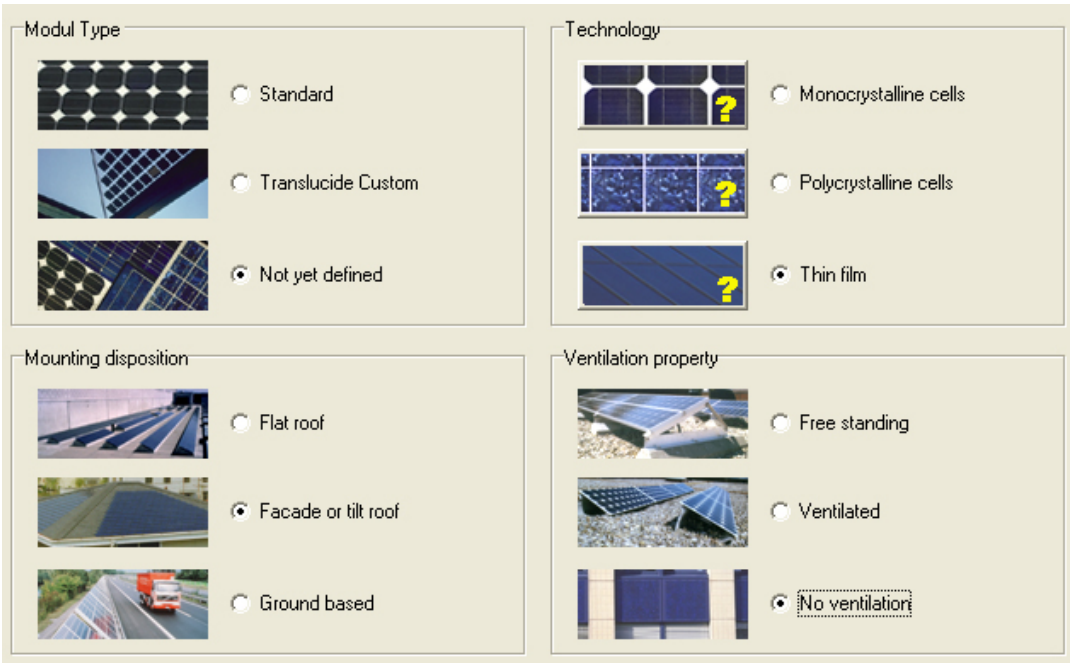


Figura 54. Especificaciones del sistema para el Ventanal. Fuente: PVSYST.

Los resultados de este diseño preliminar en valores mensuales se muestran en el ANEXO 2.

Una vez seleccionado el módulo fotovoltaico y la superficie disponible y haber definido el diseño preliminar del sistema, procederemos a estudiar distintos escenarios para ver cual será, desde el punto de vista de la producción anual del sistema, la configuración óptima del ventanal.

Los 280 módulos que forman cada uno de los distintos escenarios ocupan aproximadamente una superficie útil de 261m^2, lo que proporciona una potencia del generador de 12,3 KWp.

A continuación habrá que elegir el tamaño, número y modelo del inversor.
Una primera aproximación de la potencia que ha de tener el inversor nos la da la ecuación 26, según lo comentado en el apartado 3.5. (Tamaño relativo generador Inversor).

Según dicha ecuación: $P_{\max ima,Inversor} = FDI \cdot P_{no\min al,Generador}$

Según la tabla 5, para una instalación localizada en Madrid con una inclinación β=71° y orientación sur, el FDI_{max} valdrá 0,85. Así pues la potencia del inversor debería ser aproximadamente:

$$P_{\max ima,Inversor} = 0{,}85 \cdot 12{,}3 = 10{,}45 \text{ KW.}$$

6.1.1. *Escenario 1: Generador Fotovoltaico de 280 módulos y configuración de inversor centralizado con 3 Inversores conectados en paralelo*

El generador fotovoltaico está formado por 40 filas de 7 módulos cada una conectados en serie y las 40 filas conectadas en paralelo.

Se elegirán 3 inversores de 3,4 KW del modelo IPG4000 del fabricante Conergy que ofrecen una potencia global del inversor de 10,2 KWac.

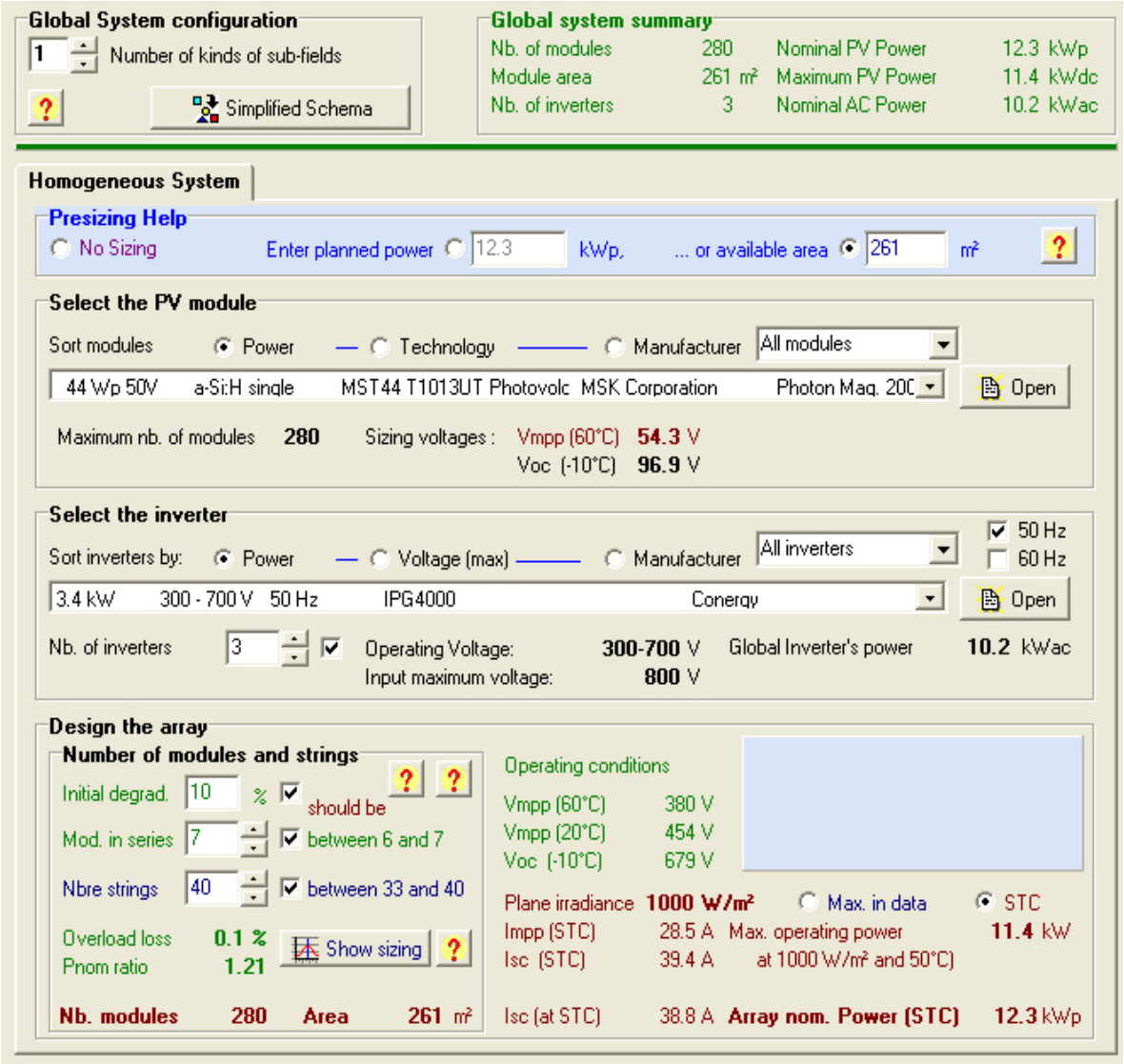


Figura 55. Definición del sistema para el escenario 1 del ventanal. Fuente: PVSYST.

Tras definir el sistema y comprobar que el programa no nos da ninguna advertencia sobre el funcionamiento del mismo, procederemos a simular su comportamiento obteniendo los resultados principales de dicha simulación.

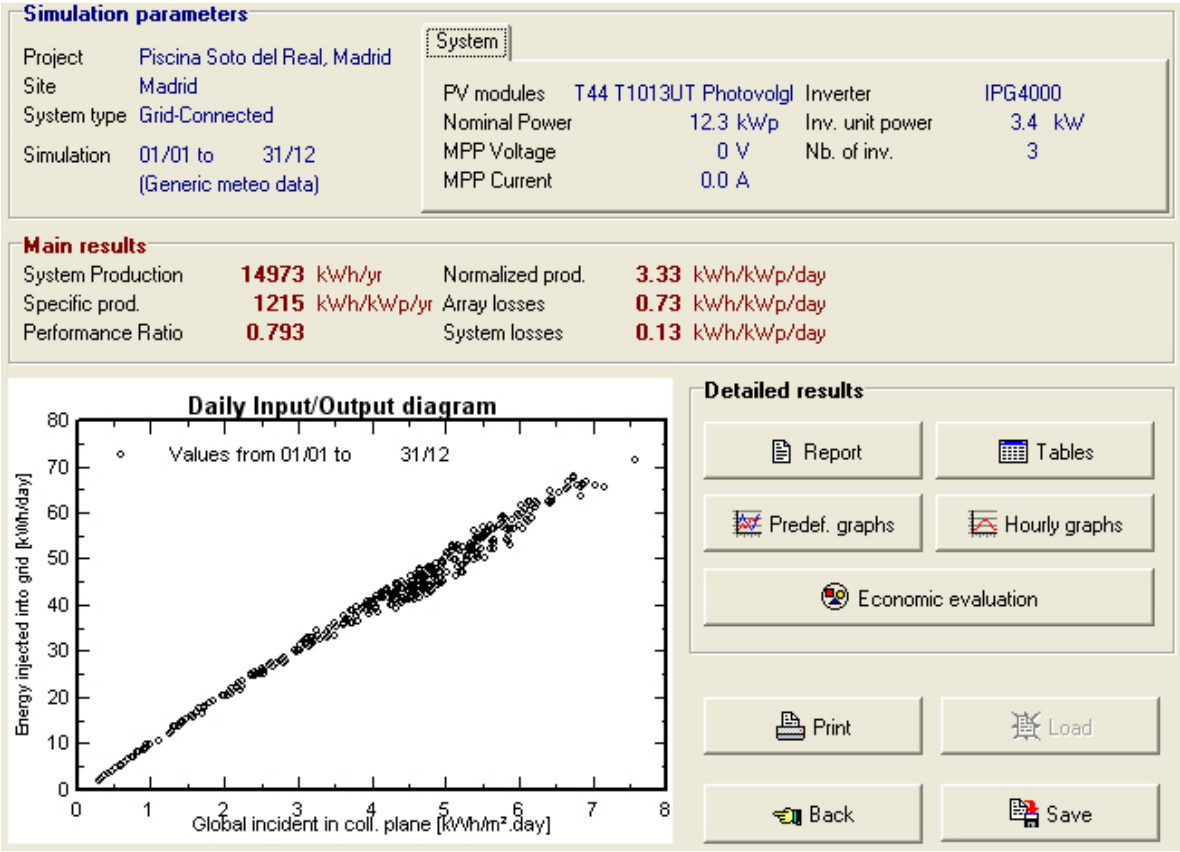


Figura 56. Resultados principales de la simulación del sistema para el escenario 1 del ventanal. Fuente: PVSYST.

Como se puede apreciar en la figura 56 estos resultados principales son:

- Producción del sistema: 14973 KWh/año.
- Producción normalizada: 3,33 KWh/KWp/día.
- Producible específico: 1215 KWh/KWp/año.
- Factor de rendimiento: 0,793
- Pérdidas del generador: 0,73 KWh/KWp/día.
- Pérdidas del sistema: 0,13 KWh/KWp/día.

6.1.2. *Escenario 2: Generador Fotovoltaico de 280 módulos y configuración de inversor centralizado con 2 Inversores conectados en paralelo*

El generador fotovoltaico está formado por 40 filas de 7 módulos cada una conectados en serie y las 40 filas conectadas en paralelo.

Se elegirán 2 inversores de 5 KW del modelo 5.010 del fabricante Sunways que ofrecen una potencia global del inversor de 10 KWac.

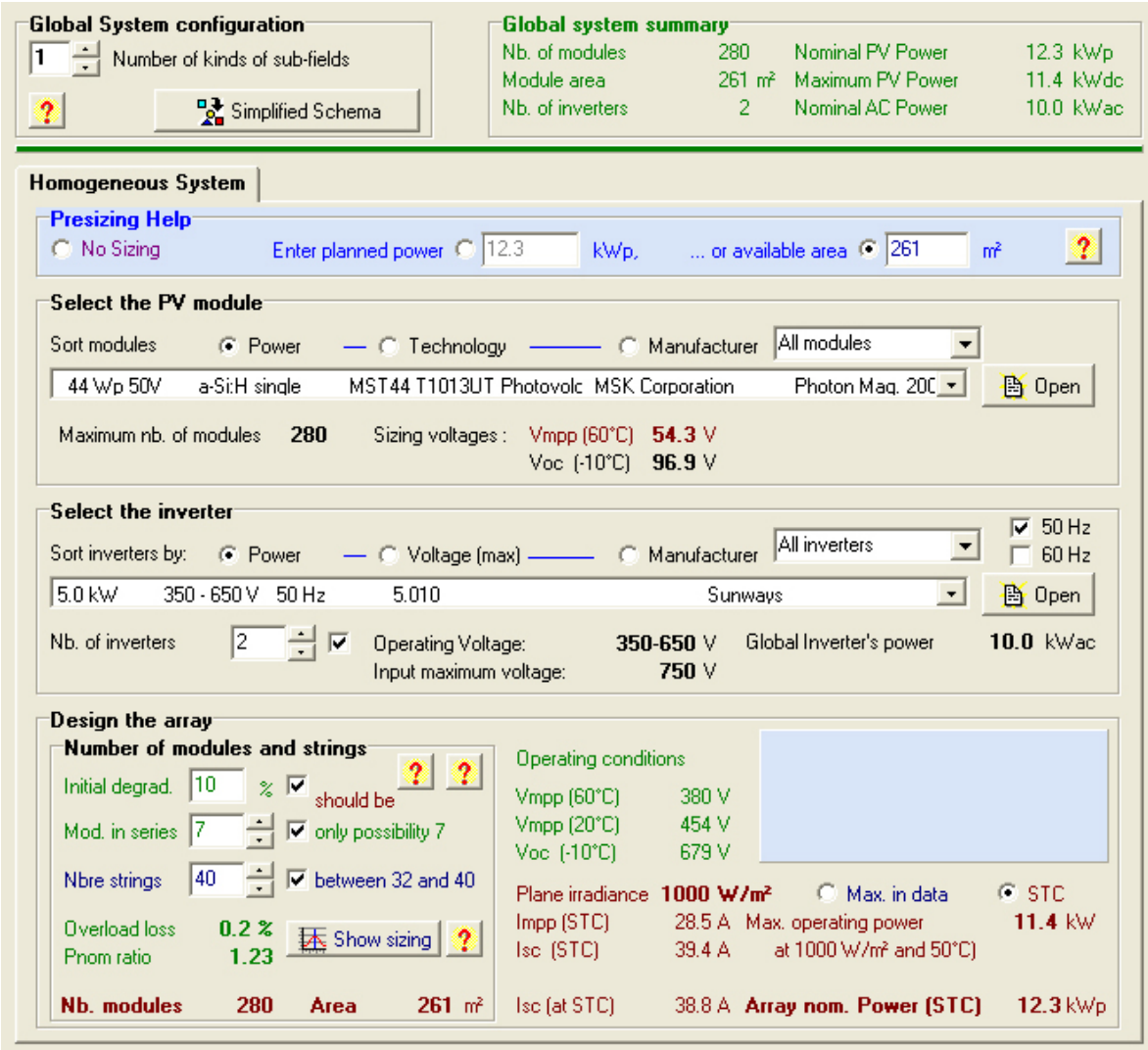


Figura 57. Definición del sistema para el escenario 2 del ventanal. Fuente: PVSYST.

Tras definir el sistema y comprobar que el programa no nos da ninguna advertencia sobre el funcionamiento del mismo, procederemos a simular su comportamiento obteniendo los resultados principales de dicha simulación.

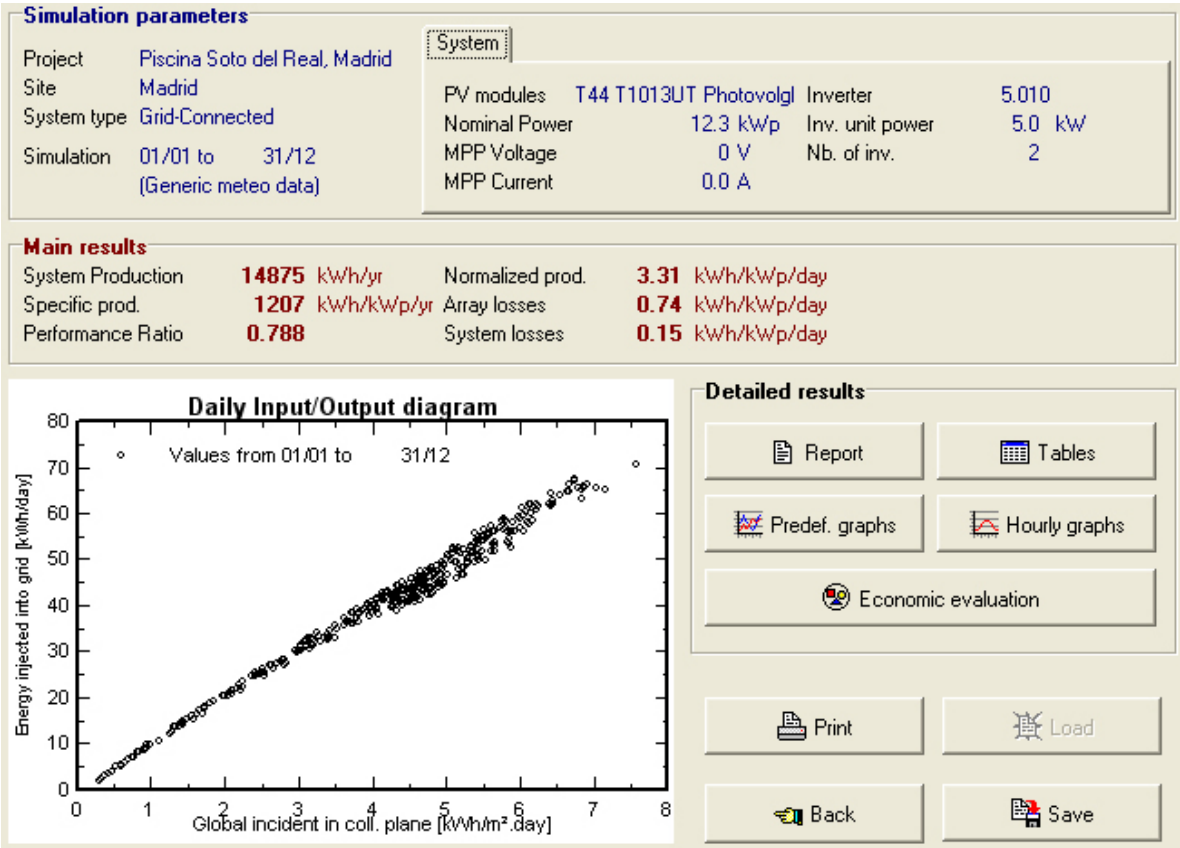


Figura 58. Resultados principales de la simulación del sistema para el escenario 2 del ventanal. Fuente: PVSYST.

Como se puede apreciar en la figura 58 estos resultados principales son:

- Producción del sistema: 14875 KWh/año.
- Producción normalizada: 3,31 KWh/KWp/día.
- Producible específico: 1207 KWh/KWp/año.
- Factor de rendimiento: 0,788
- Pérdidas del generador: 0,74 KWh/KWp/día.
- Pérdidas del sistema: 0,15 KWh/KWp/día.

6.1.3. *Escenario 3: Generador Fotovoltaico de 280 módulos y configuración de inversor centralizado único*

Igual que en los dos escenarios anteriores, el generador fotovoltaico está formado por 40 filas de 7 módulos cada una conectados en serie y las 40 filas conectadas en paralelo.

Se elegirá 1 inversor de 11 KW del modelo Platinum 13000 TL del fabricante Diehl.

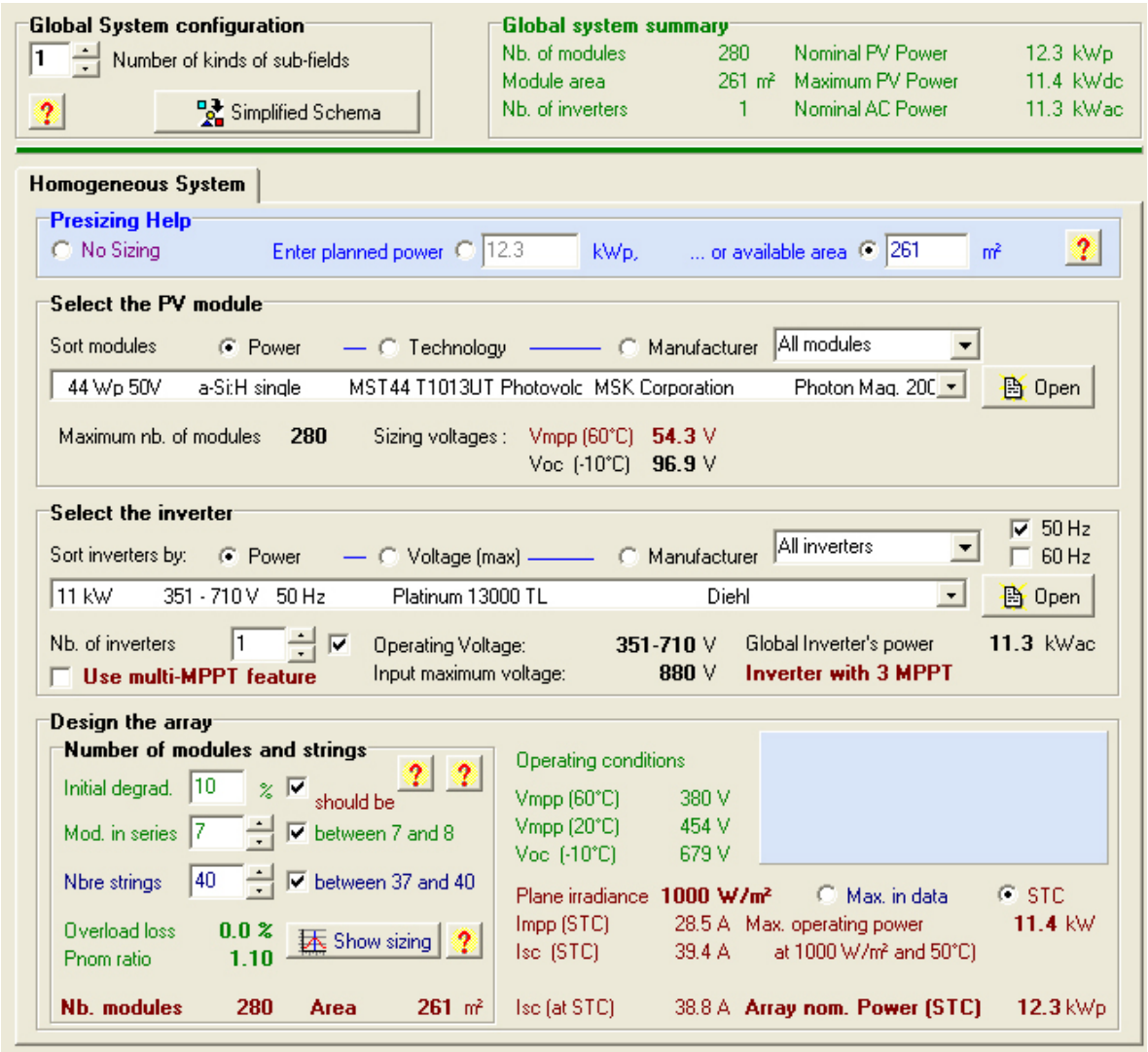


Figura 59. Definición del sistema para el escenario 3 del ventanal. Fuente: PVSYST.

Tras definir el sistema y comprobar que el programa no nos da ninguna advertencia sobre el funcionamiento del mismo, procederemos a simular su comportamiento obteniendo los resultados principales de dicha simulación.

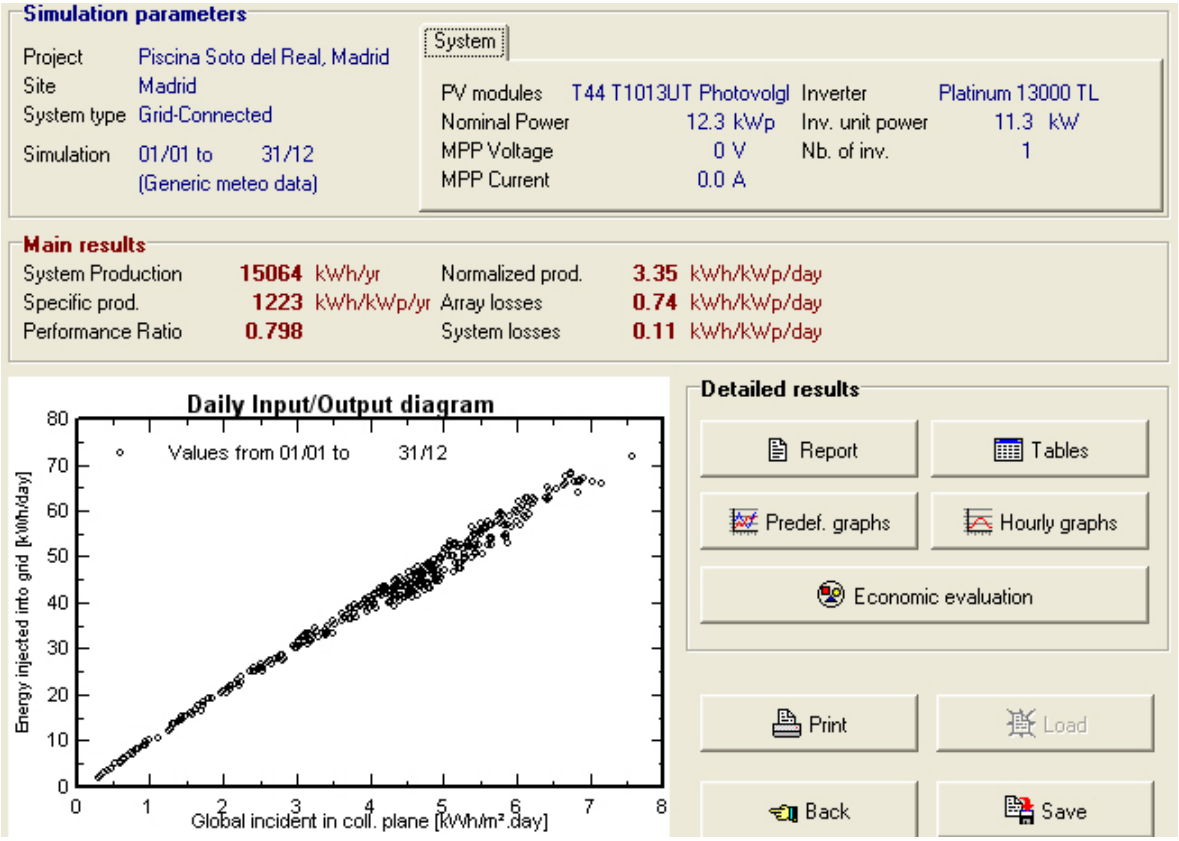


Figura 60. Resultados principales de la simulación del sistema para el escenario 3 del ventanal. Fuente: PVSYST.

Como se puede apreciar en la figura 60 estos resultados principales son:

- Producción del sistema: 15064 KWh/año.
- Producción normalizada: 3,35 KWh/KWp/día.
- Producible específico: 1223 KWh/KWp/año.
- Factor de rendimiento: 0,798
- Pérdidas del generador: 0,74 KWh/KWp/día.
- Pérdidas del sistema: 0,11 KWh/KWp/día.

A la vista de los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas en cada uno de los escenarios analizados para la instalación en el ventanal de nuestro edificio, tal y como se muestra en la tabla 6, podemos concluir que el escenario óptimo, el cual se señala con color azul pastel, es el escenario 3, ya que es con el que mayor producción obtenemos (15064 KWh/año).

ESCENARIOS ANALIZADOS	Producción del sistema KWh/año	Producción normalizada KWh/KWp/día	Producible específico KWh/KWp/año	Factor de rendimiento	Pérdidas del generador KWh/KWp/día	Pérdidas del sistema KWh/KWp/día
ESCENARIO 1	14973	3.33	1215	0.793	0.73	0.13
ESCENARIO 2	14875	3.31	1207	0.788	0.74	0.15
ESCENARIO 3	15064	3.35	1223	0.798	0.74	0.11

Tabla 6. Resultados obtenidos para cada uno de los escenarios analizados en la instalación del ventanal.

La información relativa al inversor utilizado proporcionada por la base de datos del PVSYST, se encuentra en el ANEXO 4.

Los resultados detallados (tablas y gráficas) de la simulación de este escenario se encuentran en el ANEXO 5.

Las características de conexionado del generador de la instalación del ventanal se recogen en la siguiente tabla:

VENTANAL	GENERADOR FOTOVOLTAICO		
	PANEL	RAMA 1- 40	TOTAL
Número de módulos	280	7 serie	280
Potencia máxima	44 Wp	308 Wp	12320 Wp
Tensión en circuito abierto (Voc)	91,8 V	642,6 V	642,6 V
Tensión de máxima potencia (Vmpp)	59,6 V	417,2 V	417,2 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	0,97 A	0,97 A	38,8 A
Corriente de máxima potencia (Impp)	0,74 A	0,74 A	29,6 A

Tabla 7. Características de conexionado del generador del ventanal.

6.2. FACHADA REVESTIDA

El módulo elegido para esta segunda instalación es el A-75 M del fabricante Atersa, el cual ofrece una potencia de salida de 75 Wp y está fabricado con células de silicio monocristalino de alta eficiencia, capaces de producir energía con baja radiación solar.

La información relativa a este módulo proporcionada por la base de datos del PVSYST, se encuentra en el ANEXO 7.

Se ha elegido este módulo para su utilización como revestimiento de fachada dado que gracias al sistema de montaje rápido sobre fachada, utilizando los marcos especialmente diseñados para este propósito y a la utilización de los cables con conectores rápidos de última generación, se facilita la instalación del módulo sobre la fachada, tal como se puede apreciar en la figura 61, además las dimeniones de dicho módulo son las óptimas para colocarlos en la superficie disponible en esta parte de la instalación total.

Figura 61. Fachada fotovoltaica formada por 84 módulos de energía solar fotovoltaicos ATM-75 conectada a la red eléctrica de 5kWn/6kWp en la sede de TAU Cerámica, situada en Castellón de la Plana. Fuente: Atersa.

Teniendo en cuenta la superficie de la que disponemos en la fachada que se va a revestir con los módulos fotovoltaicos elegidos y la superficie que ocupan dichos módulos, podemos llegar a instalar 64 módulos, según se muestra en la figura 62.

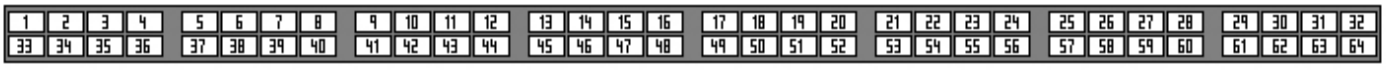


Figura 62. Disposición de los módulos en la fachada revestida. Fuente: PAINT

Tras localizar la instalación en la provincia de Madrid se definirán los parámetros del sistema, según lo indicado anteriormente y tal como se aprecia en las figuras 63 y 64.

La inclinación de los paneles solares será la propia inclinación de la fachada, es decir 71° y el ángulo de azimuth será 0°, al estar orientado al sur. El área requerida será el área útil de la instalación, es decir, el área de los 64 paneles: 41 m^2.

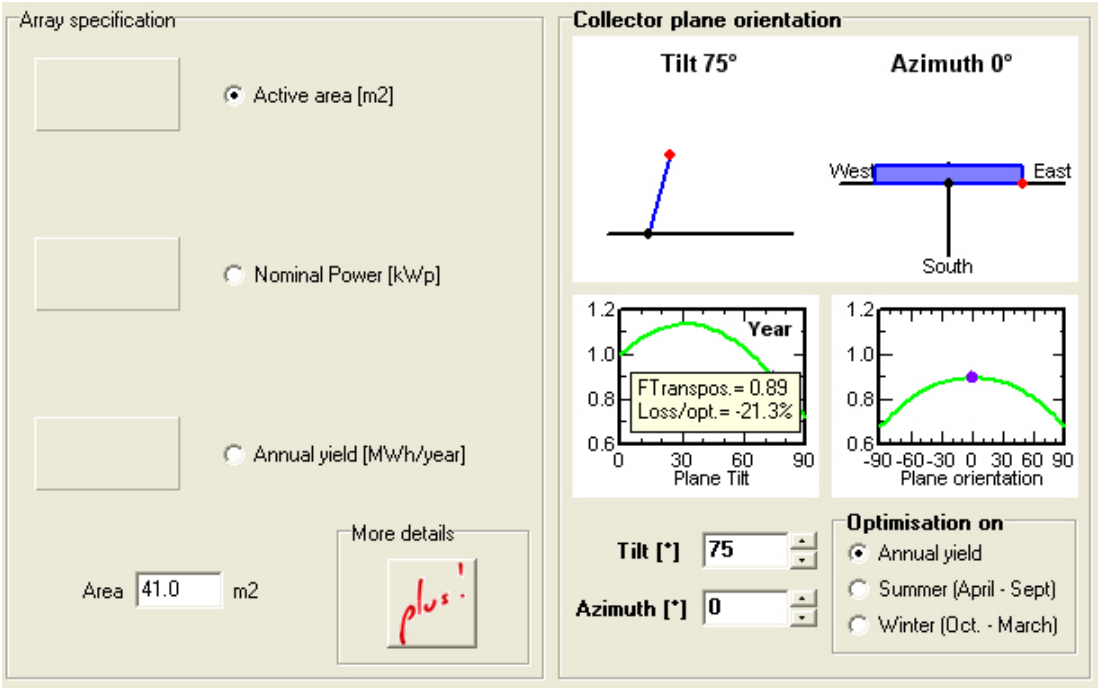


Figura 63. Especificaciones del sistema para la fachada revestida. Fuente: PVSYST

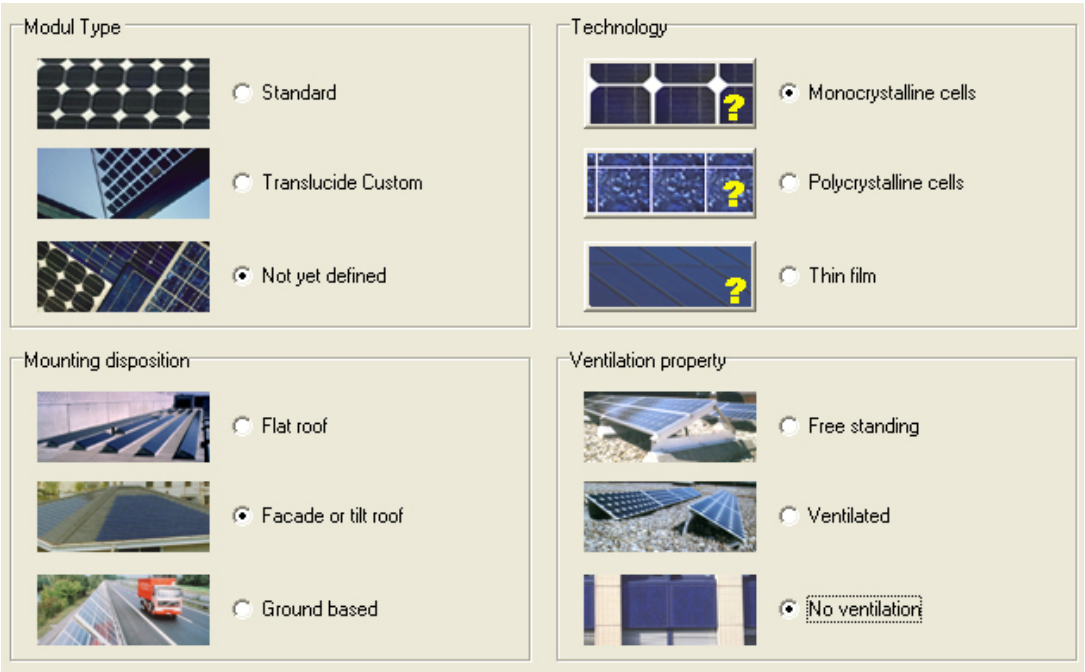


Figura 64. Especificaciones del sistema para la fachada revestida. Fuente: PVSYST

Los resultados de este diseño preliminar en valores mensuales se muestran en el ANEXO 6.

Una vez definido el módulo fotovoltaico y su número y haber definido el diseño preliminar del sistema, procederemos a estudiar distintos escenarios para ver cual será, desde el punto de vista de la producción anual del sistema, la configuración óptima para la fachada revestida.

En esta parte se estudiarán dos escenarios, uno con configuración de inversor centralizado y otro con configuración de inversor por subgenerador.

6.2.1. *Escenario 1: Generador Fotovoltaico de 64 módulos y configuración de inversor centralizado único*

El generador fotovoltaico está formado por 4 filas de 16 módulos cada una conectados en serie y las 4 filas conectadas en paralelo. Los 64 módulos que forman el generador fotovoltaico ocupan aproximadamente una superficie útil de 41m^2, lo que proporciona una potencia del generador de 4,9 KWp.

Conforme a la ecuación 26 y a la tabla 5 para una instalación localizada en Madrid con una inclinación β=71° y orientación sur, la potencia del inversor debería ser aproximadamente:

$$P_{\max ima,Inversor} = FDI \cdot P_{no\min al,Generador} = 0{,}85 \cdot 4{,}9 = 4{,}16 \text{ KW}$$

Se elegirá 1 inversor de 4,6 KW del modelo Pesos PVI 5000 del fabricante Pairan.

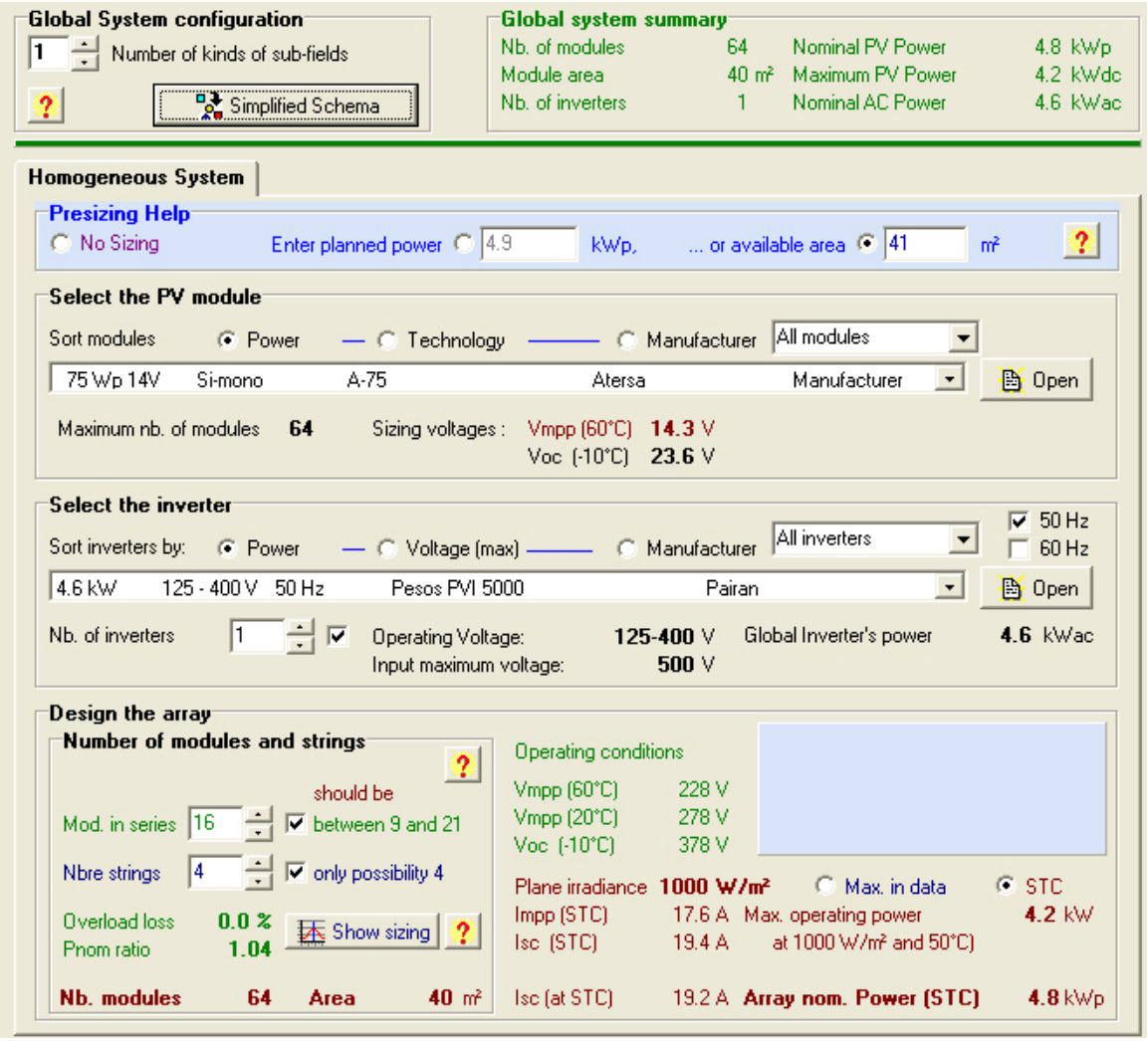


Figura 65. Definición del sistema para el escenario 1 de la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

Tras definir el sistema y comprobar que el programa no nos da ninguna advertencia sobre el funcionamiento del mismo, procederemos a simular su comportamiento obteniendo los resultados principales de dicha simulación.

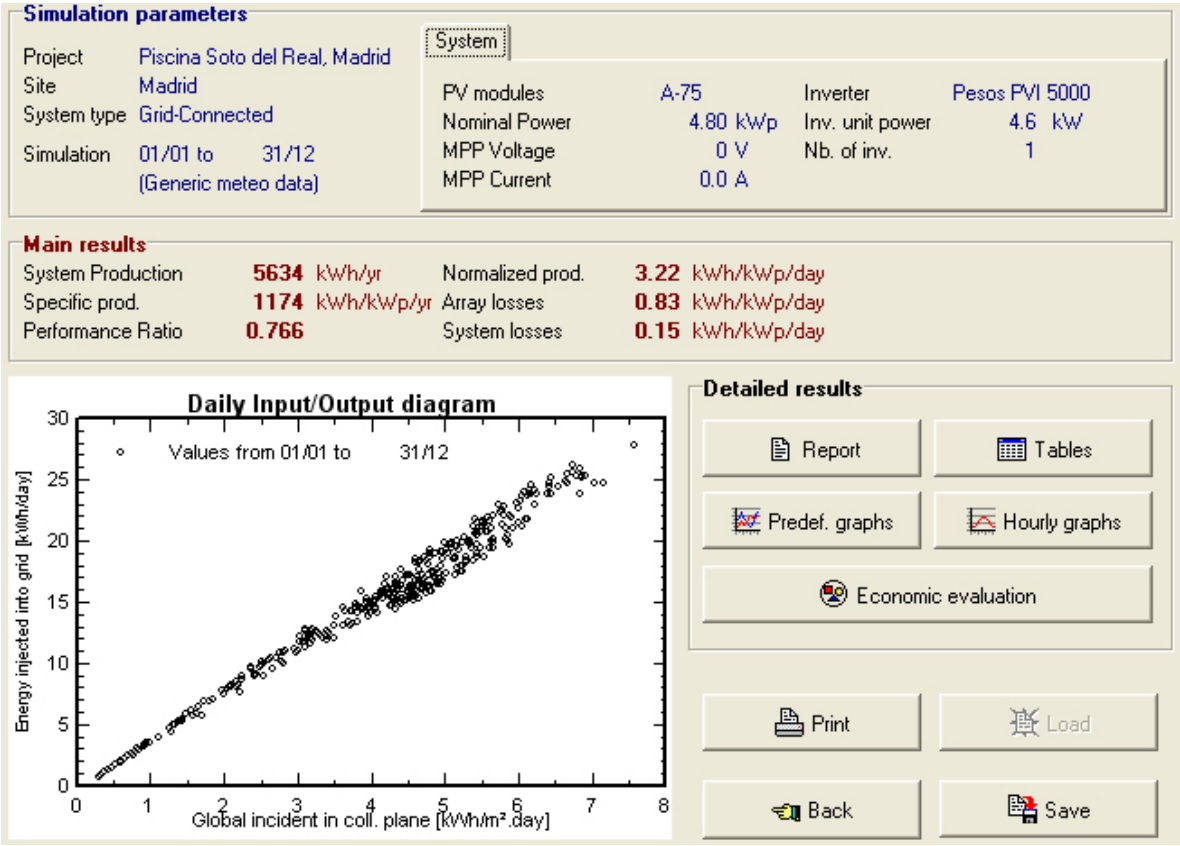


Figura 66. Resultados principales de la simulación del sistema para el escenario 1 de la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

Como se puede apreciar en la figura 66 estos resultados principales son:

- Producción del sistema: 5634 KWh/año.
- Producción normalizada: 3,22 KWh/KWp/día.
- Producible específico: 1174 KWh/KWp/año.
- Factor de rendimiento: 0,766
- Pérdidas del generador: 0,83 KWh/KWp/día.
- Pérdidas del sistema: 0,15 KWh/KWp/día.

6.2.2. *Escenario 2: Generador Fotovoltaico de 64 módulos y configuración de inversor por subgenerador*

El generador en esta ocasión está compuesto por 2 subgeneradores. El programa PVSYST permite desglosar el sistema en varios subgeneradores. Cada uno de los cuales se define de forma independiente y luego el programa nos ofrece los resultados para el sistema total. Cada uno de lo dos subgeneradores que constituyen el generador total está formado por 32 módulos con conexión serie-paralelo 16×2 que ocupan aproximadamente una superficie útil de 21m^2, lo que proporciona una potencia del generador de 2,5 KWp.

Conforme a la ecuación 26 y a la tabla 5 para una instalación localizada en Madrid con una inclinación β=71° y orientación sur, la potencia del inversor debería ser aproximadamente:

$$P_{\max ima,Inversor} = FDI \cdot P_{no\min al,Generador} = 0{,}85 \cdot 2{,}5 = 2{,}125 \text{ KW}$$

Para cada uno de los dos subgeneradores se elegirá 1 inversor de 2,1 KW del modelo Convert 2700 del fabricante Solar Fabrik.

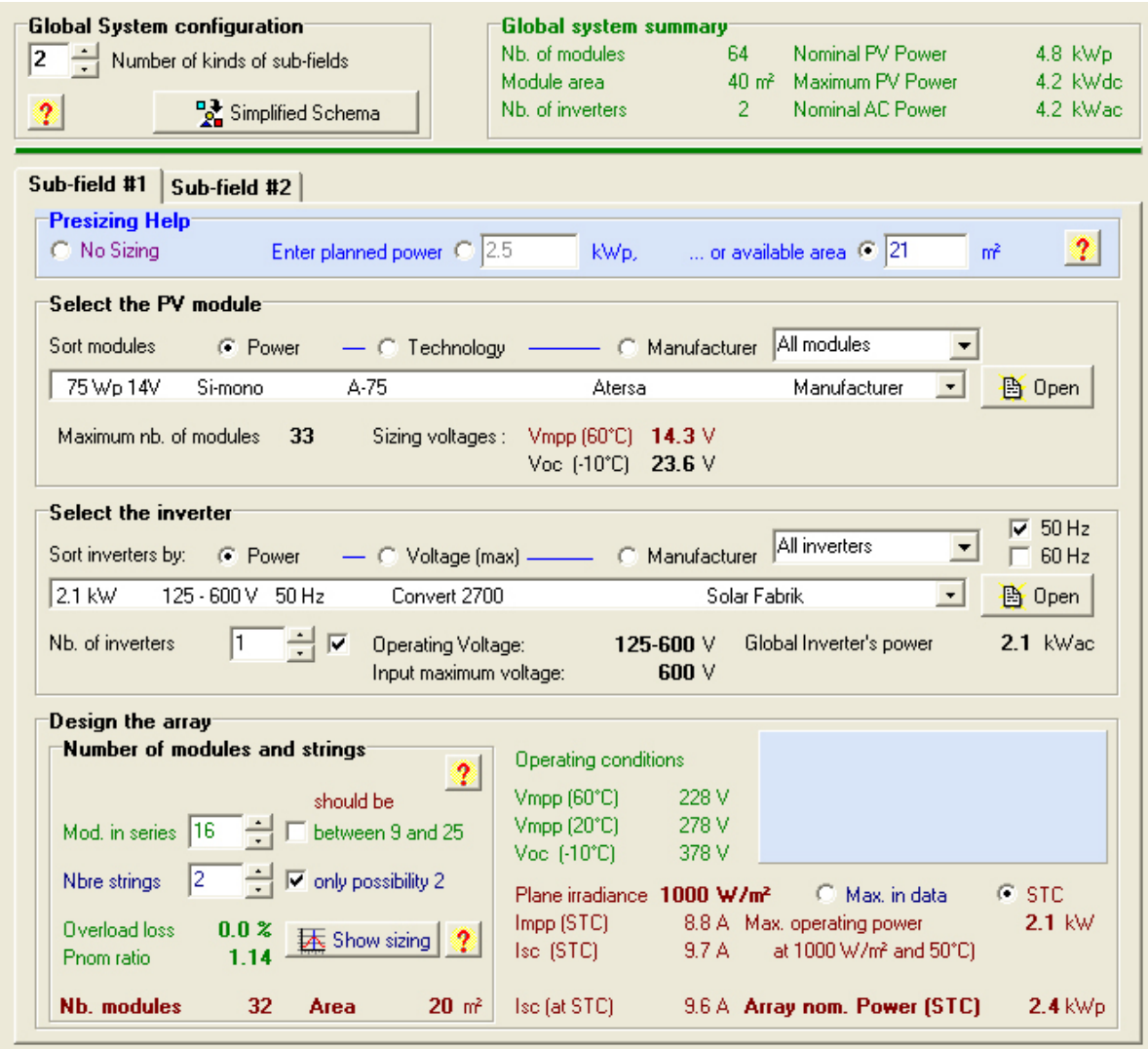


Figura 67. Definición del sistema para el subgenerador #1 del escenario 2 de la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

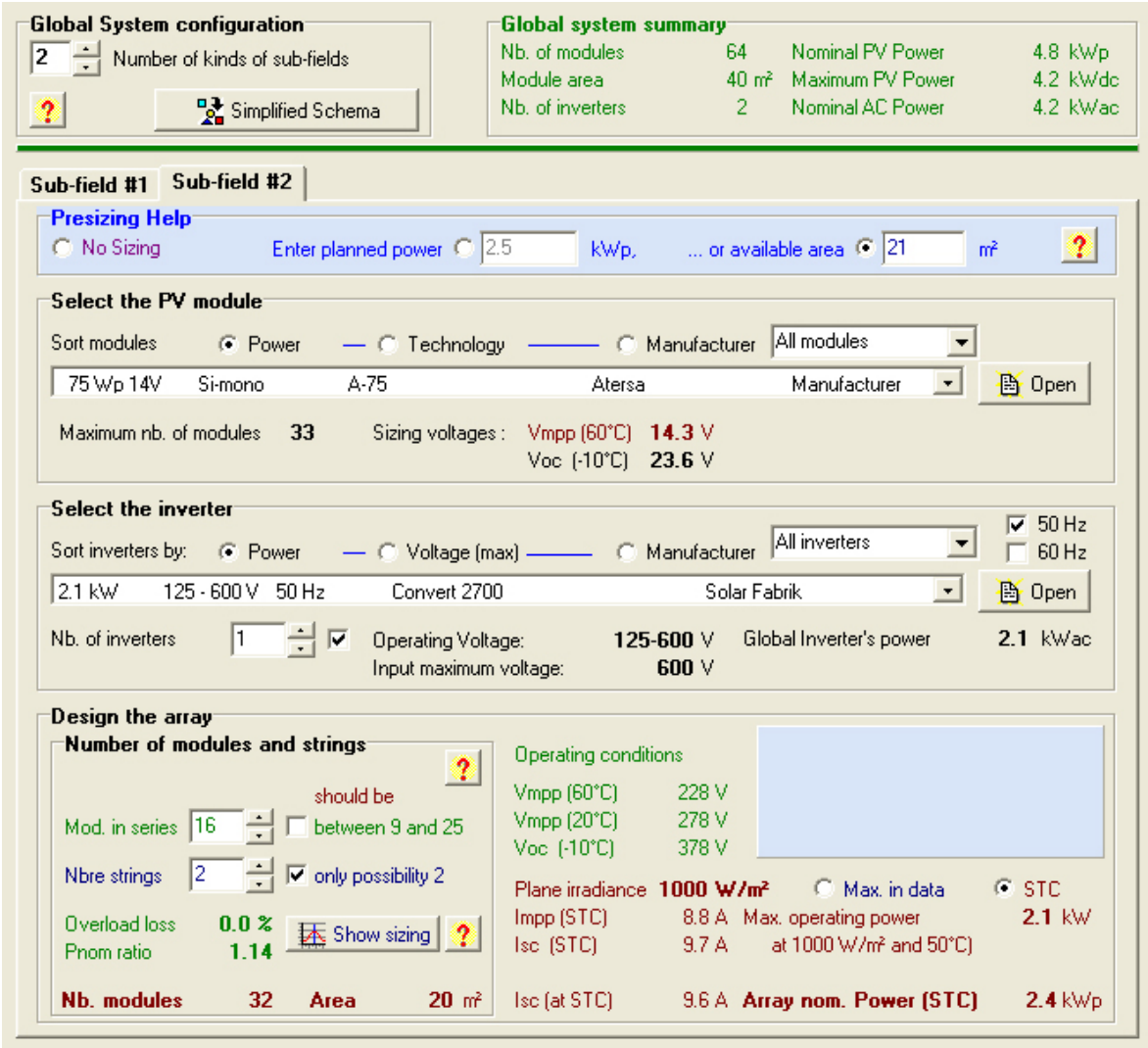


Figura 68. Definición del sistema para el subgenerador #2 del escenario 2 de la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

Tras definir el sistema y comprobar que el programa no nos da ninguna advertencia sobre el funcionamiento del mismo, procederemos a simular su comportamiento obteniendo los resultados principales de dicha simulación.

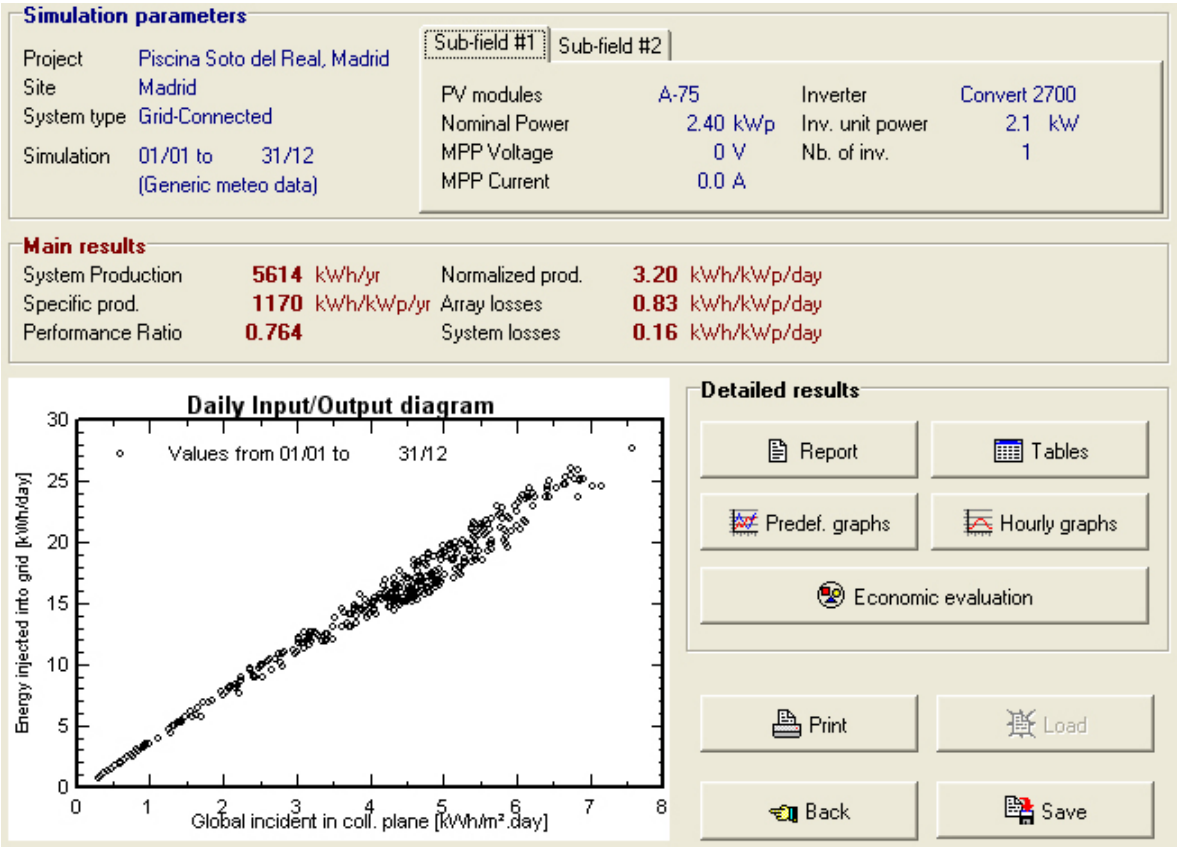


Figura 69. Resultados principales de la simulación del sistema para el escenario 2 de la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

Como se puede apreciar en la figura 69 estos resultados principales son:

- Producción del sistema: 5614 KWh/año.
- Producción normalizada: 3,20 KWh/KWp/día.
- Producible específico: 1170 KWh/KWp/año.
- Factor de rendimiento: 0,764
- Pérdidas del generador: 0,83 KWh/KWp/día.
- Pérdidas del sistema: 0,16 KWh/KWp/día.

Según los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas para cada uno de los escenarios analizados, que se recogen en la tabla 8, podemos concluir que el escenario óptimo para la instalación de la fachada revestida, el cual se señala con color azul pastel, es el escenario 1, ya que es con el que mayor producción obtenemos (5634 KWh/año) además de ser el que tiene configuración de inversor centralizado.

ESCENARIOS ANALIZADOS	Producción del sistema KWh/año	Producción normalizada KWh/KWp/día	Producible específico KWh/KWp/año	Factor de rendimiento	Pérdidas del generador KWh/KWp/día	Pérdidas del sistema KWh/KWp/día
ESCENARIO 1	5634	3.22	1174	0.766	0.83	0.15
ESCENARIO 2	5614	3.20	1170	0.764	0.83	0.16

Tabla 8. Resultados obtenidos para cada uno de los escenarios analizados en la instalación de la fachada revestida.

La información relativa al inversor utilizado en el escenario seleccionado proporcionada por la base de datos del PVSYST, se encuentra en el ANEXO 8.

Los resultados detallados (tablas y gráficas) de la simulación de este escenario se recogen en el ANEXO 9.

Las características de conexionado del generador de la instalación de la fachada revestida se recogen en la siguiente tabla:

FACHADA REVESTIDA	GENERADOR FOTOVOLTAICO		
	PANEL	RAMA 1- 4	TOTAL
Número de módulos	64	16 serie	280
Potencia máxima	75 Wp	1200 Wp	4800 Wp
Tensión en circuito abierto (Voc)	21 V	336 V	336 V
Tensión de máxima potencia (Vmpp)	17 V	272 V	272 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	4,8 A	4,8 A	19,2 A
Corriente de máxima potencia (Impp)	4,4 A	4,4 A	17,6 A

Tabla 9.Características de conexionado del generador de la fachada revestida.

6.3. LUCERNARIO

El módulo elegido para esta última parte de nuestra instalación es el modelo VS36C54P180 del fabricante Vidursolar.

Se trata de un módulo fotovoltaico de doble vidrio usado para la integración arquitectónica. Está formado por dos láminas de vidrio templado entre las que se encapsulan las células solares fotovoltaicas de silicio policristalino permitiendo el acceso de la luz según la distancia predeterminada entre cada una de las células.

Se ha elegido este modelo en concreto ya que como queremos que sea usado como lucernario, nos interesa que tenga un nivel aceptable de transparencia. En este modelo la distancia entre células es 40 mm, lo que proporciona una transparencia aproximada del 36%, tal y como se puede apreciar en la figura 70.

Figura 70. Lucernario construido con módulos Vidursolar VS36C54P180. Fuente: Vidursolar.

La información relativa a este módulo proporcionada por la base de datos del PVSYST, se encuentra en el ANEXO 11.

Teniendo en cuenta la superficie de la que disponemos en el lucernario y la superficie que ocupan los módulos, podemos llegar a instalar 36 módulos, según se muestra en la figura 71.

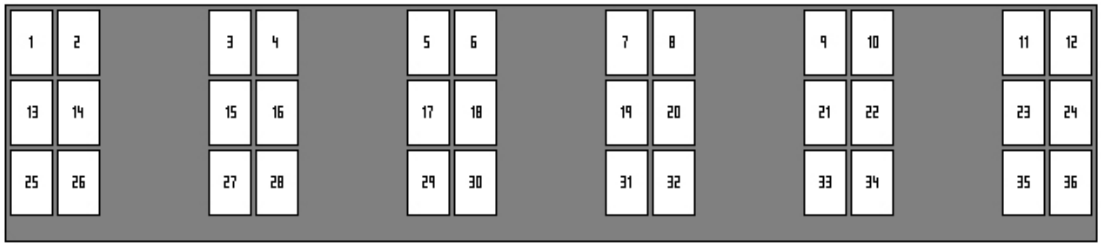


Figura 71. Disposición de los módulos en el lucernario. Fuente: PAINT.

Procediendo de igual modo que en las otras dos partes, tras localizar la instalación en la provincia de Madrid se definirán los parámetros del sistema, tal como se aprecia en las figuras 72, 73 y 74.

En esta ocasión la inclinación de los paneles solares (y, por tanto la del propio lucernario) no está sujeta a ninguna restricción arquitectónica, como era el caso de las dos partes anteriores, en las que la inclinación del módulo tenía que ser la de la fachada de la cara sur del edificio (71º).

Así pues elegiremos la inclinación de los módulos basándonos en la indicación del pliego de condiciones técnicas para instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red, que afirma que la inclinación que más radiación capta durante todo el año es aquella que corresponde con la latitud del lugar donde se encuentra el panel fotovoltaico con una tolerancia aceptable de 15º arriba o abajo.

Dado que la latitud de Madrid según la base de datos del programa PVSYST es 40º 45´ (Ver figura 48) elegiremos una inclinación de los módulos fotovoltaicos de 35º.

El ángulo de azimuth, igual que en las otras dos partes, será 0°, al estar orientado al sur.

El área requerida será el área útil de la instalación, es decir, el área de los 36 paneles: aproximadamente 79 m^2.

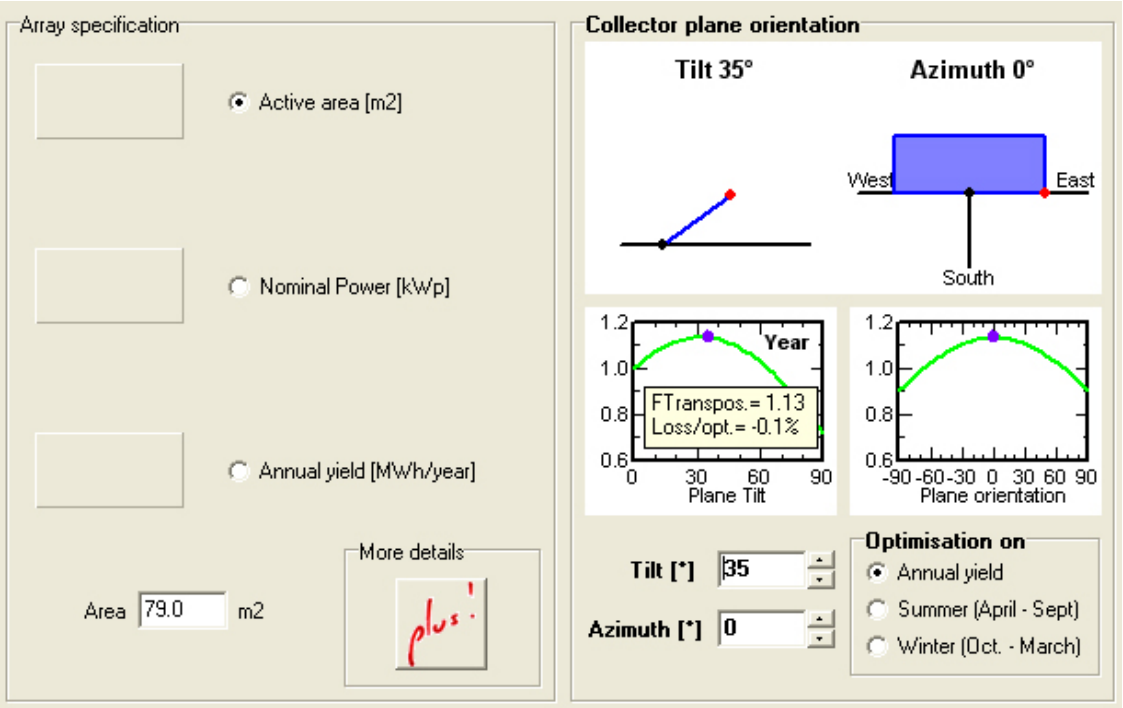


Figura 72. Especificaciones del sistema para el lucernario. Fuente: PVSYST

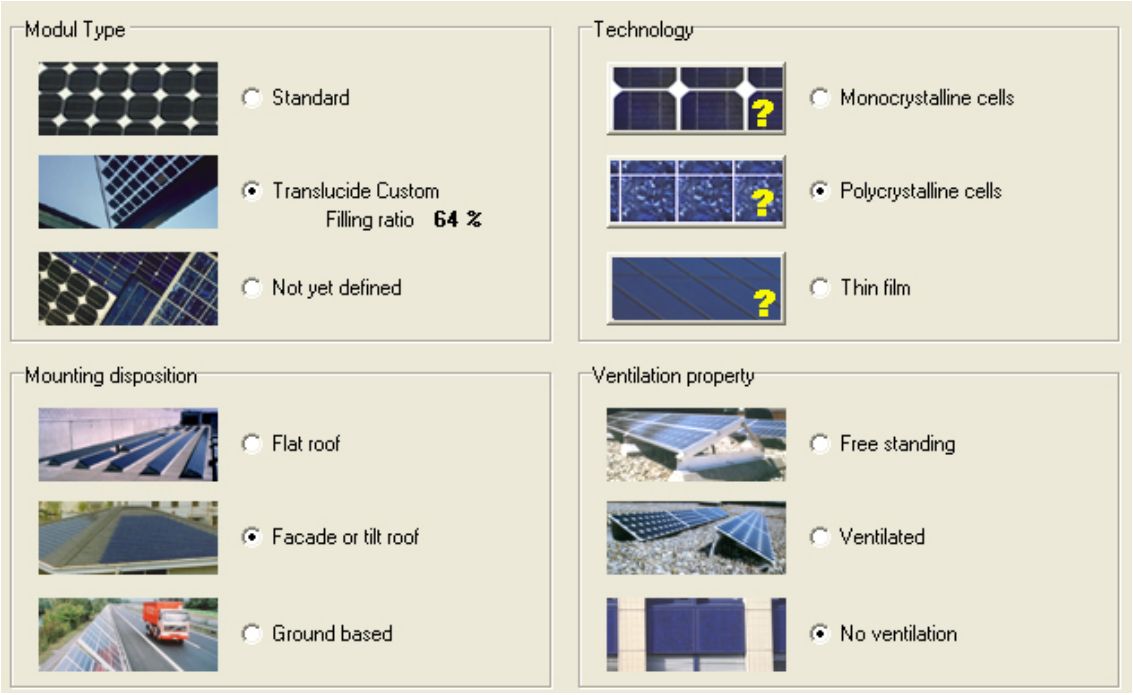


Figura 73. Especificaciones del sistema para el lucernario. Fuente: PVSYST

Si a la hora de elegir el tipo de módulo decidimos elegir uno traslúcido, como es nuestro caso, la herramienta PVSYST nos da la posibilidad de seleccionar el espaciado entre las células, definiendo el factor de relleno (Filling ratio).

Dado que el modelo de módulo fotovoltaico elegido tiene una transparencia aproximada del 36%, elegiremos un factor de relleno del 64%

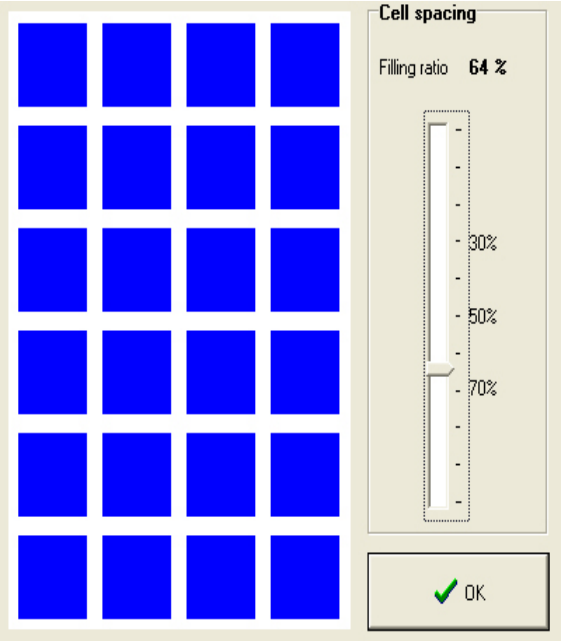


Figura 74. Espaciado entre las células de un módulo traslúcido con un factor de relleno del 64%. Fuente: PVSYST.

Los resultados de este diseño preliminar en valores mensuales se muestran en el ANEXO 10.

Una vez definido el módulo fotovoltaico y su número y haber definido el diseño preliminar del sistema, procederemos a estudiar distintos escenarios para ver cual será, desde el punto de vista de la producción anual del sistema, la configuración óptima del lucernario.

En cada uno de los escenarios analizados, el generador fotovoltaico se ha considerado como un único campo formado por 36 módulos. Dichos escenarios se diferenciarán unos de otros en la manera de conectar los módulos y en el número y tamaño de los inversores elegidos.

Estos 36 módulos ocupan aproximadamente una superficie útil de 79 m^2, lo que proporciona una potencia del generador de 6,5 KWp.

Conforme a la ecuación 26 y a la tabla 5 para una instalación localizada en Madrid con una inclinación β=35° y orientación sur, la potencia del inversor debería ser aproximadamente:

$$P_{\max ima,Inversor} = FDI \cdot P_{no\min al,Generador} = 0{,}9 \cdot 6{,}5 = 5{,}85 \text{ KW.}$$

6.3.1. *Escenario 1: Generador Fotovoltaico de 36 módulos y configuración de inversor centralizado con 3 Inversores conectados en paralelo*

El generador fotovoltaico en este caso está formado por 3 filas de 12 módulos cada una conectados en serie y las 3 filas conectadas en paralelo.

Se elegirán 3 inversores de 2 KW del modelo PT 2000 del fabricante Aixcon que ofrecen una potencia global del inversor de 6 KW.

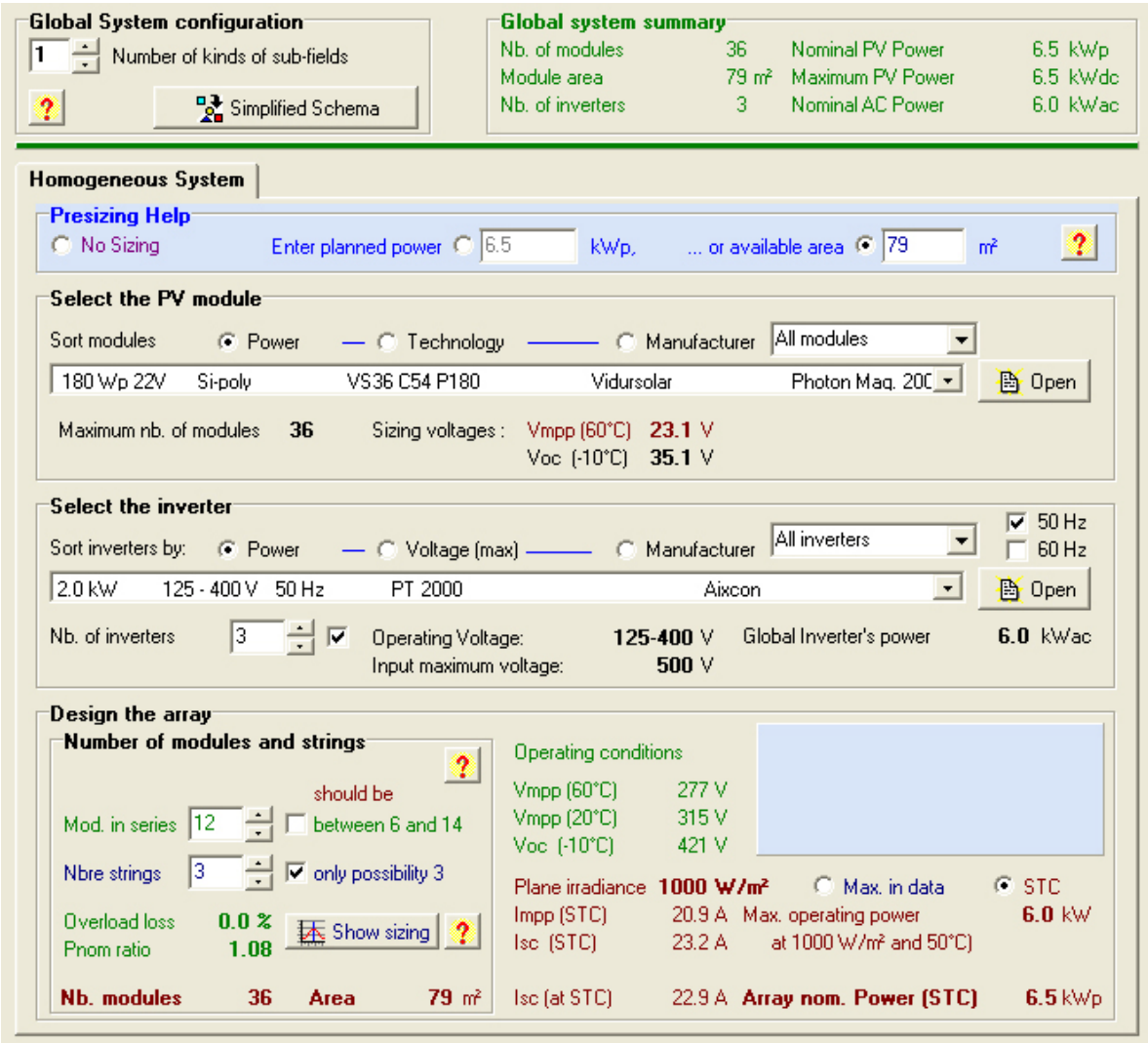


Figura 75. Definición del sistema para el escenario 1 del lucernario.
Fuente: PVSYST.

Tras definir el sistema y comprobar que el programa no nos da ninguna advertencia sobre el funcionamiento del mismo, procederemos a simular su comportamiento obteniendo los resultados principales de dicha simulación.

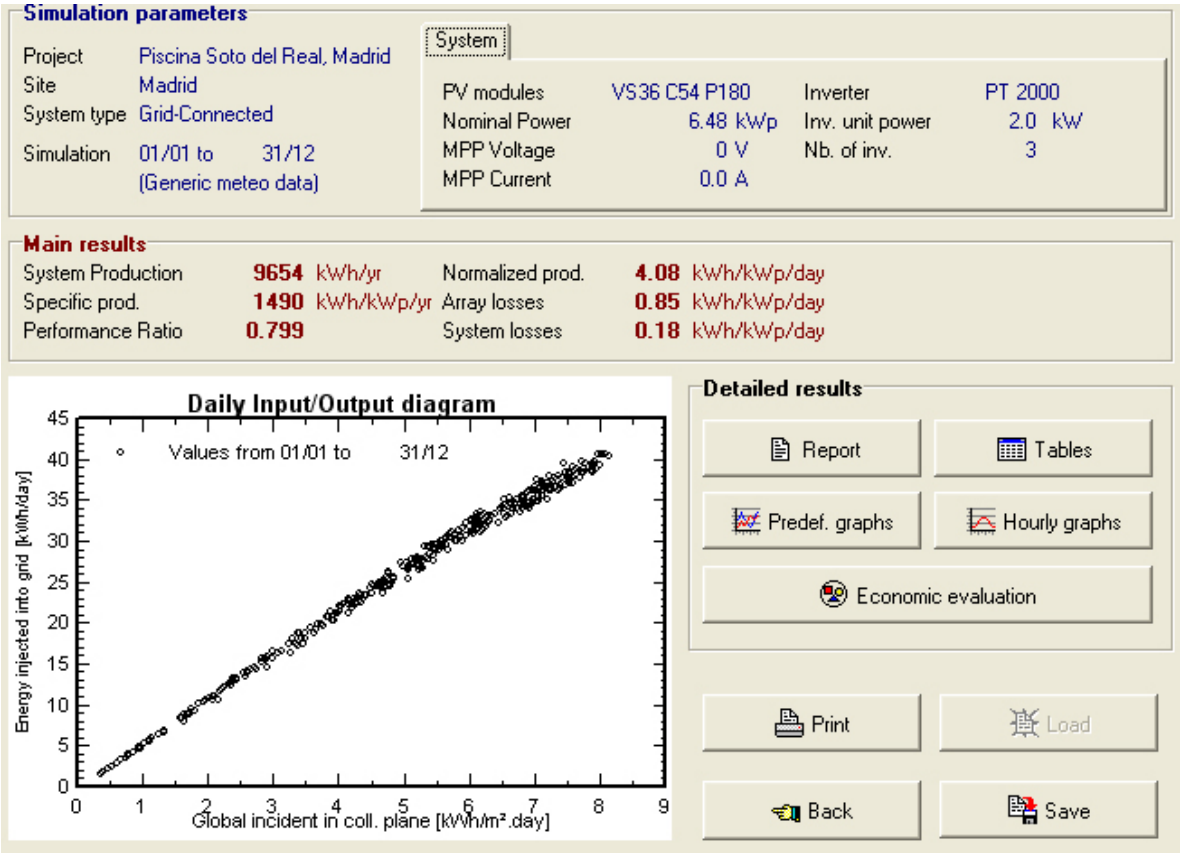


Figura 76. Resultados principales de la simulación del sistema para el escenario 1 del lucernario. Fuente: PVSYST.

Como se puede apreciar en la figura76 estos resultados principales son:

- Producción del sistema: 9654 KWh/año.
- Producción normalizada: 4,08 KWh/KWp/día.
- Producible específico: 1490 KWh/KWp/año.
- Factor de rendimiento: 0,799
- Pérdidas del generador: 0,85 KWh/KWp/día.
- Pérdidas del sistema: 0,18 KWh/KWp/día.

6.3.2. *Escenario 2: Generador Fotovoltaico de 36 módulos y configuración de inversor centralizado con 2 Inversores conectados en paralelo*

El generador fotovoltaico en este caso está formado por 4 filas de 9 módulos cada una conectados en serie y las 4 filas conectadas en paralelo.

Se elegirán 2 inversores de 3 KW del modelo GC-202 del fabricante Layer que ofrecen una potencia global del inversor de 6 KW.

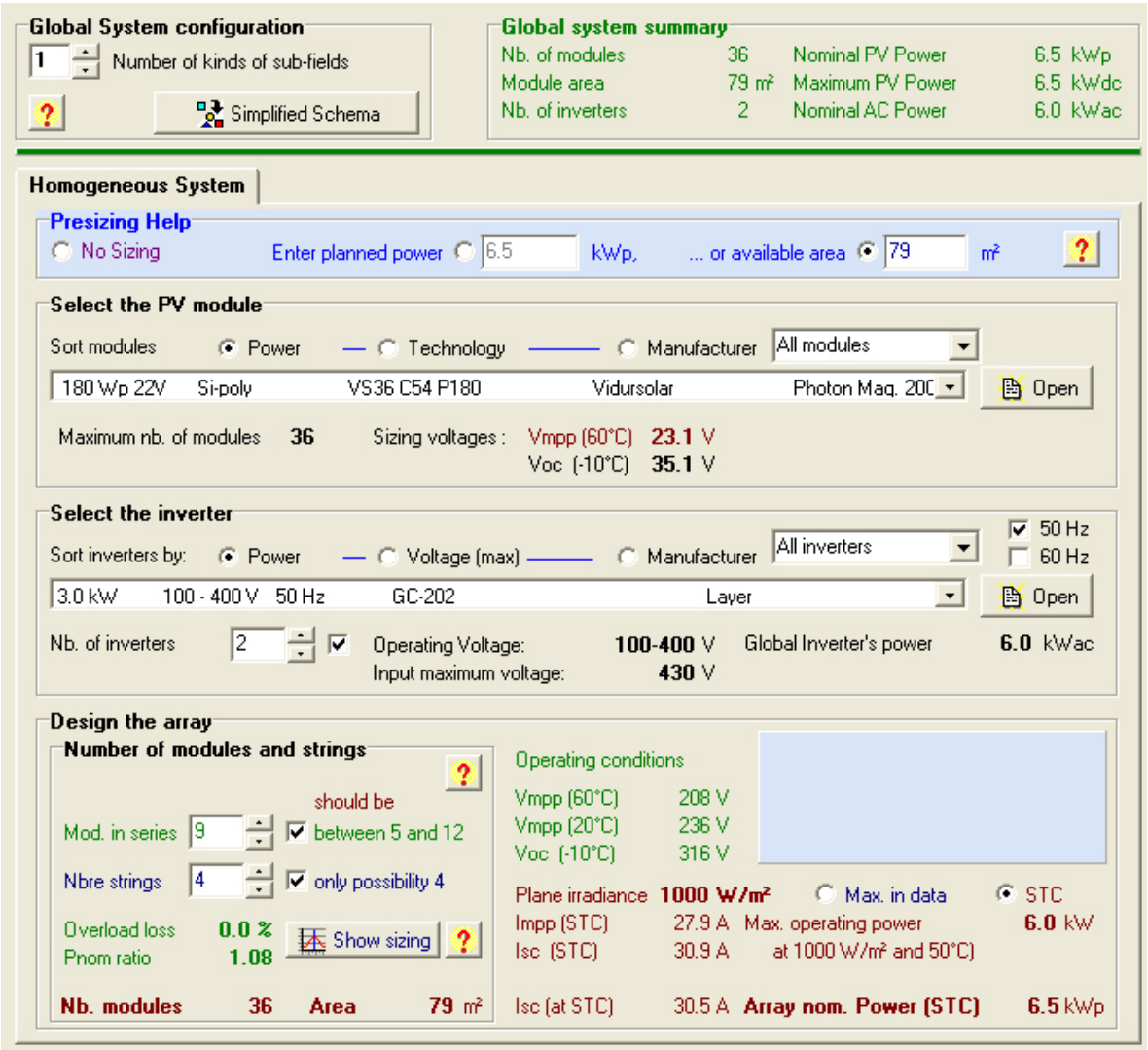


Figura 77. Definición del sistema para el escenario 2 del lucernario.
Fuente: PVSYST.

Tras definir el sistema y comprobar que el programa no nos da ninguna advertencia sobre el funcionamiento del mismo, procederemos a simular su comportamiento obteniendo los resultados principales de dicha simulación.

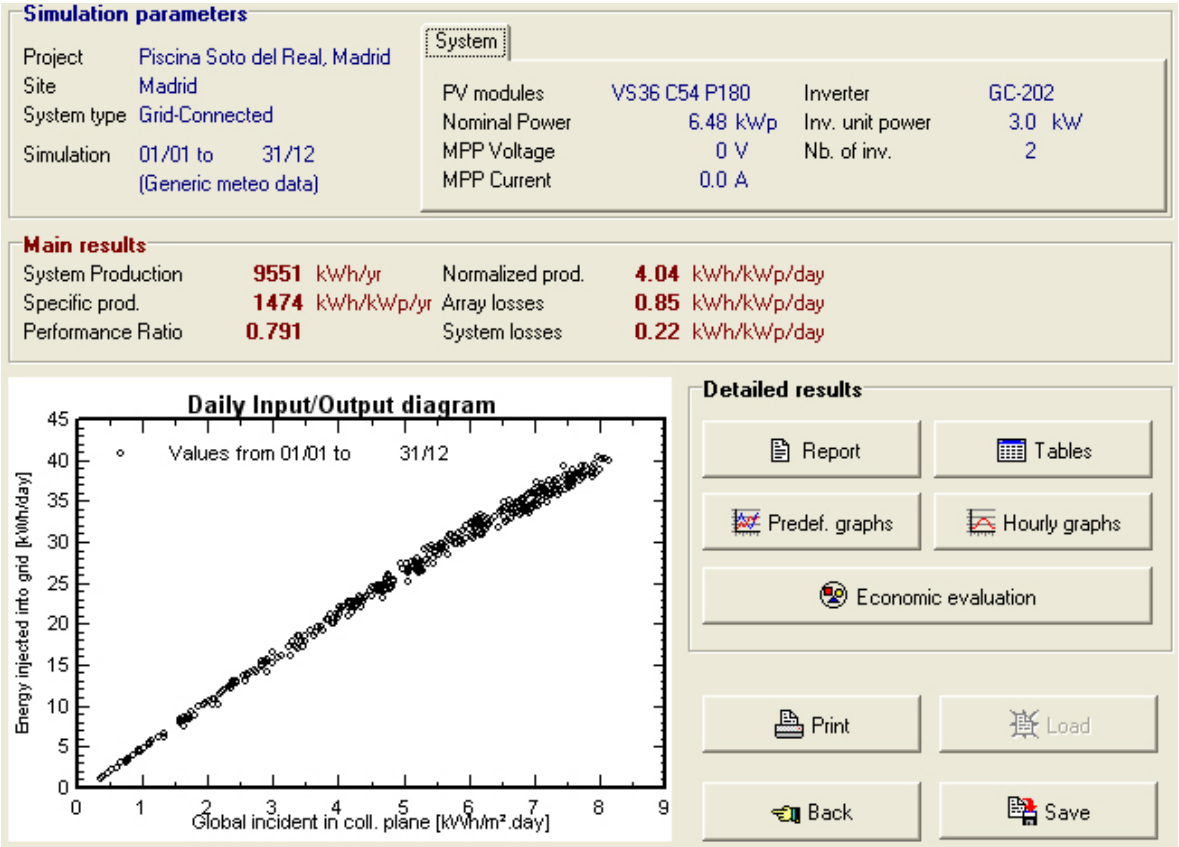


Figura 78. Resultados principales de la simulación del sistema para el escenario 2 del lucernario. Fuente: PVSYST.

Como se puede apreciar en la figura 78 estos resultados principales son:

- Producción del sistema: 9551 KWh/año.
- Producción normalizada: 4,04 KWh/KWp/día.
- Producible específico: 1474 KWh/KWp/año.
- Factor de rendimiento: 0,791
- Pérdidas del generador: 0,85 KWh/KWp/día.
- Pérdidas del sistema: 0,22 KWh/KWp/día.

6.3.3. *Escenario 3: Generador Fotovoltaico de 36 módulos y configuración de inversor centralizado único*

El generador fotovoltaico en este caso está formado por 2 filas de 18 módulos cada una conectados en serie y las 2 filas conectadas en paralelo.

Se elegirá un inversor de 6,3 KW del modelo Platinum 7200 TL del fabricante Dihel.

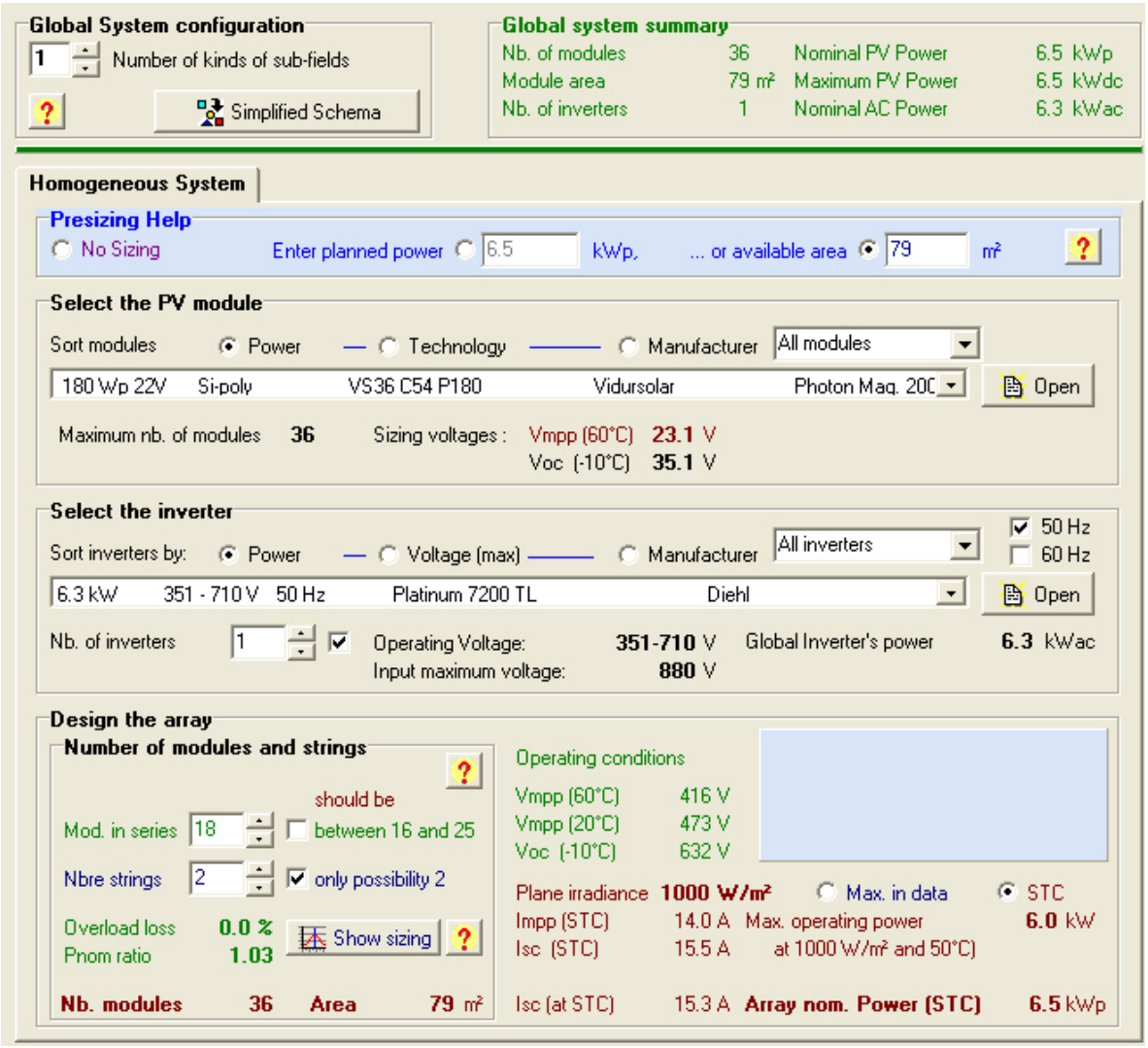


Figura 79. Definición del sistema para el escenario 3 del lucernario.
Fuente: PVSYST.

Tras definir el sistema y comprobar que el programa no nos da ninguna advertencia sobre el funcionamiento del mismo, procederemos a simular su comportamiento obteniendo los resultados principales de dicha simulación.

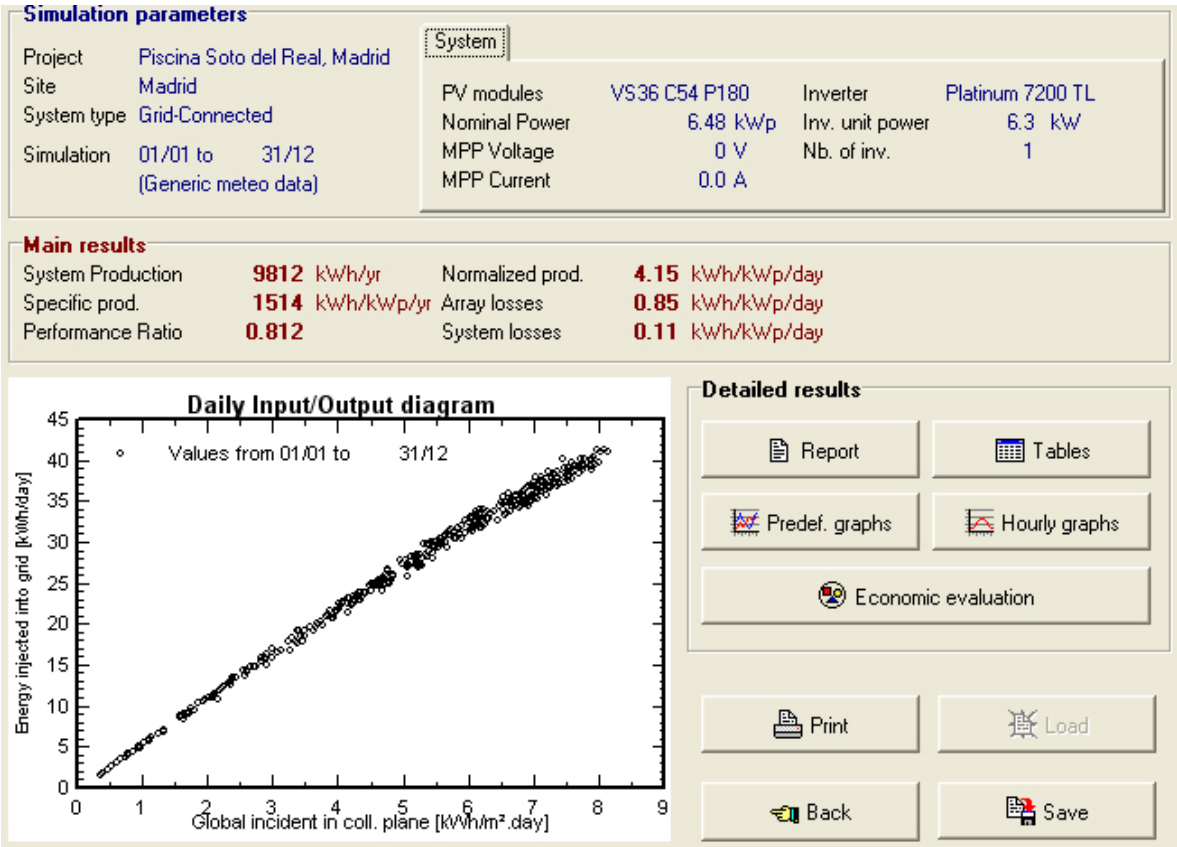


Figura 80. Resultados principales de la simulación del sistema para el escenario 3 del lucernario. Fuente: PVSYST.

Como se puede apreciar en la figura 80 estos resultados principales son:

- Producción del sistema: 9812 KWh/año.
- Producción normalizada: 4,15 KWh/KWp/día.
- Producible específico: 1514 KWh/KWp/año.
- Factor de rendimiento: 0,812
- Pérdidas del generador: 0,85 KWh/KWp/día.
- Pérdidas del sistema: 0,11 KWh/KWp/día.

A la vista de los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas en cada uno de los escenarios analizados para la instalación en el lucernario de nuestro edificio, tal y como se muestra en la tabla 10, podemos concluir que el escenario óptimo, el cual se señala con color azul pastel, es el escenario 3, ya que es con el que mayor producción obtenemos (9812 KWh/año).

ESCENARIOS ANALIZADOS	Producción del sistema KWh/año	Producción normalizada KWh/KWp/día	Producible específico KWh/KWp/año	Factor de rendimiento	Pérdidas del generador KWh/KWp/día	Pérdidas del sistema KWh/KWp/día
ESCENARIO 1	9654	4.08	1490	0.799	0.85	0.18
ESCENARIO 2	9551	4.04	1474	0.791	0.85	0.22
ESCENARIO 3	9812	4.15	1514	0.812	0.85	0.11

Tabla 10. Resultados obtenidos para cada uno de los escenarios analizados en la instalación del lucernario. Fuente: Microsoft Excel.

La información relativa al inversor utilizado en el escenario seleccionado proporcionada por la base de datos del PVSYST, se encuentra en el ANEXO 12.

Los resultados detallados (tablas y gráficas) de la simulación de este escenario se encuentran en el ANEXO 13.

Las características de conexionado del generador de la instalación del lucernario se recogen en la siguiente tabla:

LUCERNARIO	GENERADOR FOTOVOLTAICO		
	PANEL	RAMA 1- 2	TOTAL
Número de módulos	36	18 serie	280
Potencia máxima	180 Wp	3240 Wp	6480 Wp
Tensión en circuito abierto (Voc)	32,4 V	583,2 V	583,2 V
Tensión de máxima potencia (Vmpp)	25,8 V	464,4 V	464,4 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	7,63 A	7,63 A	15,26 A
Corriente de máxima potencia (Impp)	7,00 A	7,00 A	14 A

Tabla 11. Características de conexionado del generador del lucernario. Fuente: PVSYST

Finalmente en la tabla 12 aparecen los resultados obtenidos para cada una de las partes que componen la instalación de nuestro edificio, así como los resultados globales para toda la instalación.

PARTES DE LA INSTALACIÓN	Producción del sistema KWh/año	Producción normalizada KWh/KWp/día	Producible específico KWh/KWp/año	Factor de rendimiento	Pérdidas del generador KWh/KWp/día	Pérdidas del sistema KWh/KWp/día
VENTANAL	15064	3.35	1223	0.798	0.74	0.11
FACHADA REVESTIDA	5634	3.22	1174	0.766	0.83	0.15
LUCERNARIO	9812	4.15	1514	0.812	0.85	0.11
TOTAL	**30510**	**10.72**	**3911**	**0.793**	**2.42**	**0.37**

Tabla 12. Resultados globales de la instalación total y resultados obtenidos en cada una de las partes que la componen. Fuente: Microsoft Excel.

7. CABLEADO

En cada una de las tres partes que forman nuestra instalación solar fotovoltaica se distinguen varios tramos de conexión entre los diferentes equipos y cajas de conexión que la componen. Dichos tramos de cableado poseerán diferente sección de conductores puesto que la carga que circulará por cada uno de ellos será diferente dependiendo los equipos que interconecten.

Se establecerán 4 tramos diferenciados en la instalación; tres de ellos para corriente continua y un último tramo para corriente alterna.

Para los tramos de corriente continua se utilizarán conductores de tipo 0,6/1kV de cobre con aislamiento en PVC. Estas líneas se suelen colocar en el exterior. Para garantizar una situación de puesta a tierra segura y evitar un cortocircuito se deben utilizar conductores unipolares, de doble aislamiento, uno para el polo positivo, de color rojo, y otro para el polo negativo, de color negro. El tipo de instalación será de conductores aislados en tubos o canaletas en montaje superficial, o empotrados en obra según la definición del REBT en la norma ITC-BT-19.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos[1] en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos[2] en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared[1]					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre[3] Distancia a la pared no inferior a 0.3D[1]						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo[4] Distancia a la pared no inferior a D[1]							3x PVC			3x XLPE o EPR[1]	
G		Cables unipolares separados mínimo D[1]									3x PVC[1]		3x XLPE o EPR
Cobre		mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
		185				268	297	317	354	386	415	464	601
		240				315	350	374	419	455	490	552	711
		300				360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 13. Intensidades admisibles (A) al aire 40º C. Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento. Fuente: REBT.

La instalación de las canaletas protectoras donde irán alojados los conductores del circuito se llevará a cabo tal y como muestra la norma ITC-BT-21:

- La instalación y puesta en obra de las canaletas protectoras deberá cumplir lo indicado en la norma UNE 20.460-5-52 y en las Instrucciones ITC-BT-19 e ITC-BT-20.

- El trazado de las canalizaciones se hará siguiendo preferentemente líneas verticales y horizontales o paralelas a las aristas de las paredes que limitan al local donde se efectúa la instalación.

- Las canaletas con conductividad eléctrica deben conectarse a la red de tierra, su continuidad eléctrica quedará convenientemente asegurada.

- No se podrán utilizar las canaletas como conductores de protección o de neutro, salvo lo dispuesto en la Instrucción ITC-BT-18 para canalizaciones prefabricadas.

- La tapa de las canaletas quedará siempre accesible.

Se ha optado por canaletas marca UNEX, modelo 66U23X aislantes con tapa de PVC M1 por sus buenas características técnicas:

· Protección contra contactos directos e indirectos.
· Sin necesidad de puesta a tierra.
· Evita corrientes de fuga, cortocircuitos con las bandejas y arcos eléctricos.
· El corte de la bandeja no produce aristas que dañen el aislamiento de los conductores.

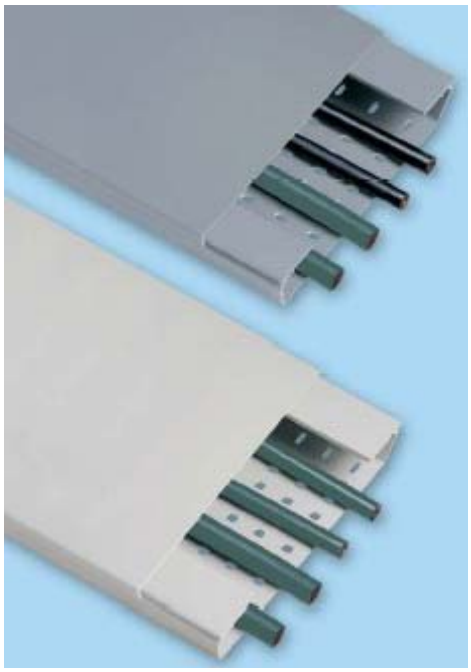


Figura 81. Canaletas UNEX 66U23X. Fuente: UNEX.

Para el cálculo de la sección en los tramos de corriente continua se utilizará la ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C} \qquad \textit{Ecuación 28}$$

Donde:

- S es la sección teórica del conductor [mm^2].

- L es la longitud del conductor [m].

- I_{CC} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y será la corriente de cortocircuito de los paneles [A].

-u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. 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 éste caso siempre se utilizará cobre y su conductividad es 56 $m/\Omega \cdot mm^2$

En el último tramo de la instalación donde ya se ha producido la conversión de potencia continua a potencia alterna, la instalación del cableado será diferente, en éste tramo los conductores de tipo 0,6/1 kV constituidos de cobre con aislamiento PVC estarán enterrados, y el diseño se basará en la norma ITC-BT-07 para redes subterráneas para distribución en baja tensión.

La conexión con la red de baja tensión mediante inversores monofásicos se lleva a cabo con una línea tetrapolar. Si se trata de inversores trifásicos, se usan líneas tripolares.

SECCIÓN NOMINAL mm^2	Terna de cables unipolares (1) (2)			1cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Tabla 14. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada. Fuente: REBT.

En este tramo el cableado puede ser monofásico o trifásico.

Si el cableado es monofásico la sección teórica mínima que se utilizará en los conductores vendrá dada por la ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{n(inv)} \cdot Cos\varphi}{u \cdot U_n \cdot C} \qquad \textit{Ecuación 29}$$

Donde:

- S es la sección teórica del conductor en [mm^2].

- L es la longitud del conductor [m].

- $I_{n\,(inv)}$ es la corriente nominal a la salida del inversor [A].

-u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%.

- U_n es la tensión nominal de la red [V]. (Monofásica: 230 V)

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

- $Cos\varphi$ es el factor de potencia. (Se supondrá caso ideal: $Cos\varphi$ = 1).

Si el cableado es trifásico la sección teórica mínima que se utilizará en los conductores vendrá dada por la ecuación:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{n(inv)} \cdot Cos\varphi}{u \cdot C} = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L} \qquad \textit{Ecuación 30}$$

Donde:

- S es la sección teórica del conductor en [mm^2].

- L es la longitud del conductor [m].

- P es la potencia máxima que transporta el cable [W].

-u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%.

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

-U_L es la tensión de línea de la red [V].

Dado que nuestra instalación se compone de tres partes diferenciadas, habrá que realizar el cálculo del cableado y conducciones para cada una de las partes.

En la figura 82, se puede observar dónde se ha decidido colocar las cajas de conexión de grupo y las cajas de conexión de generador fotovoltaico para cada una de las tres partes de nuestra instalación total

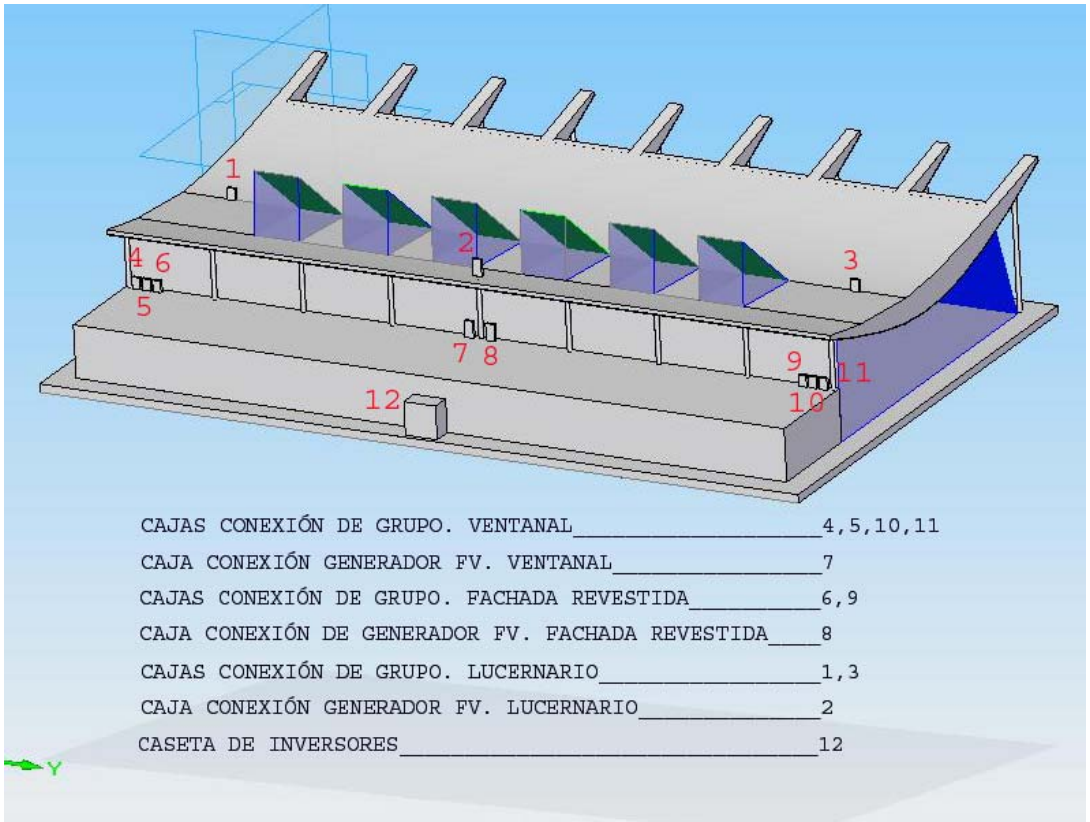


Figura 82. Ubicación de las cajas de conexión de grupo y de conexión de generador fotovoltaico en el edificio. Fuente: SolidEdge

7.1. CABLEADO PARA EL VENTANAL

El generador fotovoltaico para la instalación del ventanal está formado por 40 ramales compuestos de 7 módulos en serie, conectados en paralelo, las conexiones de cada 10 ramales irán a una caja de conexión de grupo y la conexión de todas las 4 cajas de conexión de grupo irán a la caja de conexión de generador fotovoltaico.

Los cuatro tramos de los que estará formada la instalación serán los siguientes:

7.1.1. *Módulos solares → Caja de conexión de grupo*

Estará comprendido entre la salida de cada uno de los ramales del generador conectados en serie y una caja de conexión de grupo donde llegarán las salidas de 10 ramales de módulos conectados en serie. En dicha caja de conexión de grupo se alojarán los elementos encargados de la protección de cada uno de los 10 ramales por separado y las protecciones del cableado de interconexión de grupo formado por 10 ramales.

A las cajas de conexión de grupo llegarán 20 conductores; 10 correspondientes a los polos positivos de cada ramal y 10 correspondientes a los negativos y saldrán 2 conductores, uno de polaridad negativa y otro positiva.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia del módulo más alejado hasta su caja de conexión, 55 m.

- I_{CC} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 0,97 A.

- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel Vmpp =59,6 V, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 7 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de 59,6 V ×7 paneles = 417,2 V.

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

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores se obtendrá sustituyendo estos valores en la ecuación 28:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 55 \cdot 0{,}97}{1{,}5\% \cdot 417{,}2 \cdot 56} = 0{,}3044 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 1,5 mm^2.

Según lo especificado en la Tabla 13 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1 kV de 1,5 mm^2, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial es de 15A.

Al tener aislamiento PVC, la temperatura de servicio es de 70º C, si se consideran que las temperaturas máximas que se pueden tener en el ambiente son de 45º C diferentes a los 40 º C que tiene como base la tabla del reglamento, se debe aplicar un coeficiente de reducción de 0,91, el cual que se obtiene de la tabla 15.

Temperatura de servicio Θ_s en ºC	Temperatura ambiente, Θ_a, en ºC										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1.27	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1	0.95	0.90	0.84	0.77
70	1.41	1.35	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.81	0.71	0.58

Tabla 15. Coeficiente de corrección F para cables instalados al aire en ambientes de temperatura distinta de 40º C. Fuente: REBT.

Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a $I_{max\ admisible}$ = 15 ×0,91 =13,65 A, valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 0,97 A, con lo cual el conductor de 1,5 mm^2 es válido.

7.1.2. *Caja de conexión de grupo → Caja de conexión de generador fotovoltaico*

Este tramo estará comprendido entre cada caja de conexión de grupo donde se unen 10 ramales hasta la caja de conexión de generador fotovoltaico donde se unen los conductores de las 4 cajas de conexión de grupo.

A esta caja de conexión de generador llegan 2 conductores de cada una de las cajas de conexión de grupo, uno positivo y otro negativo. En total llegan 8 conductores y salen 2 únicos conductores, uno positivo y otro negativo, hacia el inversor.

En ésta caja de conexión de generador se encuentran los elementos necesarios para la protección del generador fotovoltaico completo.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión de grupo más alejada y la caja de conexión de generador, 22 m.

- I_{CC} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 0,97 A, pero en este tramo se unen 10 ramales por lo tanto la corriente máxima que circulará por los conductores será de 0,97 A × 10 ramales = 9,7 A.

- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel Vmpp =59,6 V, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 7 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de 59,6 V ×7 paneles = 417,2 V.

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

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores se obtendrá sustituyendo estos valores en la ecuación 28:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 22 \cdot 9{,}7}{1{,}5\% \cdot 417{,}2 \cdot 56} = 1{,}217\,\text{mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 1,5mm^2.

Atendiendo a la anterior tabla 14 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1 kV de 1,5 mm^2, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial, es de 15 A.

A esto hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 para una temperatura en servicio de 70 º C debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son de 45º C diferentes a los 40 º C que tiene como base la tabla del reglamento lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor, y que se obtiene de la tabla 15.

Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a $I_{\text{máxima admisible}}$ = 15 ×0,91 =13,65 A, valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 0,97 A con lo cual el conductor de 1.5 mm^2 es válido.

7.1.3. *Caja de conexión de generador fotovoltaico → Inversor*

Este tramo estará comprendido entre la caja de conexión de generador fotovoltaico de donde salen los dos conductores principales que transportan la potencia que el generador del ventanal hasta inversor.

Al inversor llegan dos cables, uno positivo y otro negativo correspondiente al final de circuito de corriente continua y a la salida comienza el último tramo correspondiente al circuito de corriente alterna.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión de generador y el inversor, 10 m**.**

- I_{CC} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 0,97 A, pero cada conjunto de 10 ramales puede llegar a suministrar 9,7 A, si en la caja de conexión del generador se conectan todos los ramales, la corriente máxima que se puede alcanzar será
0,97 ×40 ramales = 38,8 A.

- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel Vmpp =59,6 V, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 7 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de 59,6 V ×7 paneles = 417,2 V.

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

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores se obtendrá sustituyendo estos valores en la ecuación 28:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 38{,}8}{1{,}5\% \cdot 417{,}2 \cdot 56} = 2{,}214 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 2,5 mm^2.

Atendiendo a la anterior tabla 14 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1 kV de 2,5 mm^2, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial, es de 21 A.

A esto hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 para una temperatura en servicio de 70 º C (aislamiento PVC) debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son de 45º C diferentes a los 40 º C que tiene como base la tabla del reglamento lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor, y que se obtiene de la tabla 15.

Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a $I_{\text{máxima admisible}}$ = 21 ×0,91 =19,11 A valor inferior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será 38,8 A, con lo cual el conductor de 2,5 mm^2 no es válido, se escogerá la sección inmediatamente superior de conductor que admita una intensidad máxima superior a 38,8 A.

La sección escogida será de 10 mm^2 admite una corriente máxima de 50A y aplicando el coeficiente de reducción por temperatura de 0,91 admite una corriente de 45,5 A, valor superior a los 38,8 A que podrían circular por este tramo.

7.1.4. *Inversor → Red de baja tensión*

Este tramo comprende desde la salida trifásica del inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión donde se inyectará la potencia continua producida por el generador fotovoltaico convertida a alterna por el inversor.

Este circuito será en corriente alterna y como el cableado es trifásico la sección teórica mínima que se utilizará en los conductores vendrá dada por la ecuación 30:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{n(inv)} \cdot Cos\varphi}{u \cdot C} = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L} \qquad \textit{Ecuación 30}$$

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- *L* es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable, la distancia entre la caseta de los inversores y el punto de conexión a la red de baja tensión situado en un centro de transformación a 100 m del edificio.

- *P* es la potencia máxima que transporta el cable [W]. Será la potencia alterna máxima que puede entregar el inversor DIEHL PLATINUM 13000 TL a su salida, 11.000W.

-U_L es la tensión de línea de la red [V]. A la salida del inversor la tensión será constante con valor 400V.

-*u* es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%. A la salida del inversor existirá una tensión alterna constante de 400V, valor al cual se inyectará a la red de baja tensión, por lo tanto la caída de tensión máxima admisible en este tramo será de u =0,02 × 400V = 8V.

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

El cableado del último tramo se realizará con conductores de cobre aislado en PVC enterrado bajo tubo y al tratarse de un tramo de corriente alterna, la sección mínima que los conductores deben tener será:

$$S = \frac{L \cdot P}{C \cdot u \cdot U_L} = \frac{100 \cdot 11000}{56 \cdot 8 \cdot 400} = 6{,}138 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 10 mm^2.

La corriente que circulará desde el inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión vendrá dada por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red la tensión a la cual se realizará la conexión según la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot Cos\varphi} \qquad \textit{Ecuación 31}$$

La potencia máxima que el inversor puede entregar a la red es de 11 kW y la tensión a la cual se realizará la conexión será 400V, teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad, el valor de dicha corriente será:

$$I = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 15{,}87 \text{ A}$$

Ahora bien, el valor de corriente máxima admisible para cables tripolares tipo 0,6/1 kV de sección 10 mm^2 enterrado con aislamiento en PVC según muestra la tabla 14 perteneciente a la norma ITC-BT-07 es de 75 A pero a este valor debe aplicársele una serie de coeficientes de reducción debido a que las condiciones a las que puede encontrarse no son iguales a las que se basan las tablas de la norma:

- Al estar enterrado bajo tubo, la capacidad de transporte de los conductores baja al no poder evacuar bien el calor provocado por el paso de la corriente a través de ellos, por dicho motivo, se debe aplicar un factor de reducción sobre el valor de la corriente admisible por el conductor de 0,8.

- El factor de temperatura del terreno hay que tenerla en cuenta si es diferente de 25º C según la tabla siguiente extraída de la norma ITC-BT-07:

Temperatura de servicio Θ_s (ºC)	Temperatura del terreno, Θ_t, en ºC								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	**1.11**	**1.07**	**1.04**	**1**	**0.96**	**0.92**	**0.88**	**0.83**	**0.78**
70	**1.15**	**1.11**	**1.05**	**1**	**0.94**	**0.88**	**0.82**	**0.75**	**0.67**

Tabla 16. Factor de corrección F, para temperatura de terreno distinto de 25º C. Fuente: REBT

Al tener aislamiento PVC, la temperatura de servicio es de 70º C, si se considera que la temperatura del terreno será aproximadamente de 30º C, el coeficiente que se aplicará a la corriente admisible por el conductor será, 0,94.

- La profundidad a la que se entierren los conductores también supone una disminución en la capacidad de transporte de los mismos, dicho coeficiente se puede obtener de la tabla siguiente extraída de la norma ITC-BT-07:

Profundidad de instalación (m)	**0,4**	**0,5**	**0,6**	**0,7**	**0,80**	**0,90**	**1,00**	**1,20**
Factor de corrección	**1,03**	**1,02**	**1,01**	**1**	**0,99**	**0,98**	**0,97**	**0,95**

Tabla 16: Factores de corrección para diferentes profundidades de instalación. Fuente: REBT

Considerando una profundidad de instalación de 1 m, el coeficiente a aplicar sobre la intensidad admisible por el conductor sería 0,97.

Por tanto, la intensidad máxima admisible por el conductor de 10 mm^2 bajo las condiciones descritas anteriormente será $I_{admisible}$ = 75 A × 0,8 × 0,94 × 0,97 = 54,7 A, valor superior al valor de corriente máxima que circulará por el tramo (15,87 A), por lo tanto, el conductor tipo 0,6/1 kV de sección 10 mm^2 con aislamiento de PVC será válido para el tramo.

7.2. CABLEADO PARA LA FACHADA REVESTIDA

El generador fotovoltaico para la instalación de la fachada revestida está formado por 4 ramales compuestos de 16 módulos en serie, conectados en paralelo, las conexiones de cada 2 ramales irán a una caja de conexión de grupo y la conexión de las 2 cajas de conexión de grupo irán a la caja de conexión de generador fotovoltaico.

Los cuatro tramos de los que estará formada la instalación serán los siguientes:

7.2.1. *Módulos solares → Caja de conexión de grupo*

Estará comprendido entre la salida de cada uno de los ramales del generador conectados en serie y una caja de conexión de grupo donde llegarán las salidas de 2 ramales de módulos conectados en serie. En dicha caja de conexión de grupo se alojarán los elementos encargados de la protección de cada uno de los 2 ramales por separado y las protecciones del cableado de interconexión de grupo formado por 2 ramales.

A las cajas de conexión de grupo llegarán 4 conductores; 2 correspondientes a los polos positivos de cada ramal y 2 correspondientes a los negativos y saldrán 2 conductores, uno de polaridad negativa y otro positiva.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia del módulo más alejado hasta su caja de conexión, 50 m.

- I_{CC} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 4,8 A.

- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel Vmpp =17 V, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 16 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de 17 V ×16 paneles = 272 V.

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

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores será de:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 4{,}8}{1{,}5\% \cdot 272 \cdot 56} = 2{,}1 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 2,5 mm^2.

Según lo especificado en la tabla 13 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1 kV de 2,5 mm^2, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje, es de 21 A.

Al tener aislamiento PVC, la temperatura de servicio es de 70º C, si se consideran que las temperaturas máximas que se pueden tener en el ambiente son de 45º C diferentes a los 40 º C que tiene como base la tabla del reglamento, se debe aplicar un coeficiente de reducción de 0,91, el cual que se obtiene de la tabla 15.

Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a $I_{max\ admisible}$ = 21 ×0,91 =19,11 A, valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 4,8 A, con lo cual el conductor de 2,5 mm^2 es válido.

7.2.2. *Caja de conexión de grupo → Caja de conexión de generador fotovoltaico*

Este tramo estará comprendido entre cada caja de conexión de grupo donde se unen 2 ramales hasta la caja de conexión de generador fotovoltaico donde se unen los conductores de las 2 cajas de conexión de grupo.

A esta caja de conexión de generador llegan 2 conductores de cada una de las cajas de conexión de grupo, uno positivo y otro negativo. En total llegan 4 conductores y salen 2 únicos conductores, uno positivo y otro negativo, hacia el inversor.

En ésta caja de conexión de generador se encuentran los elementos necesarios para la protección del generador fotovoltaico completo.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- *L* es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión de grupo más alejada y la caja de conexión de generador, 25 m.

- I_{CC} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 4,8 A, pero en este tramo se unen 2 ramales por lo tanto la corriente máxima que circulará por los conductores será de 4,8 A × 2 ramales = 9,6 A**.**

- *u* es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel Vmpp =17 V, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 16 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de 17 V ×16 paneles = 272 V.

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

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores se obtendrá sustituyendo estos valores en la ecuación 28:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 9{,}6}{1{,}5\% \cdot 272 \cdot 56} = 2{,}1 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 2,5mm^2.

Según lo especificado en la tabla 13 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1 kV de 2,5 mm^2, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial, es de 21A.

Al tener aislamiento PVC, la temperatura de servicio es de 70º C, si se consideran que las temperaturas máximas que se pueden tener en el ambiente son de 45º C diferentes a los 40 º C que tiene como base la tabla del reglamento, se debe aplicar un coeficiente de reducción de 0,91, el cual que se obtiene de la tabla 15.

Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a $I_{max\ admisible}$ = 21 × 0,91 =19,11 A, valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 4,8 A, con lo cual el conductor de 2,5 mm^2 es válido.

7.2.3. *Caja de conexión de generador fotovoltaico → Inversor*

Este tramo estará comprendido entre la caja de conexión de generador fotovoltaico de donde salen los dos conductores principales que transportan la potencia que el generador del ventanal hasta inversor.

Al inversor llegan dos cables, uno positivo y otro negativo correspondiente al final de circuito de corriente continua y a la salida comienza el último tramo correspondiente al circuito de corriente alterna.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión de generador y el inversor, 10 m.

- I_{CC} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 4,8 A, pero cada conjunto de 2 ramales puede llegar a suministrar 9,6 A, si en la caja de

conexión del generador se conectan todos los ramales, la corriente máxima que se puede alcanzar será 4,8 ×4 ramales =19,2 A.

- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel Vmpp =17 V, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 16 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de 17 V ×16 paneles = 272 V.

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

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores se obtendrá sustituyendo estos valores en la ecuación 28:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 10 \cdot 19{,}2}{1{,}5\% \cdot 272 \cdot 56} = 1{,}68 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 2,5 mm^2.

Atendiendo a la anterior tabla 14 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1 kV de 2,5 mm^2, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial, es de 21 A.

A esto hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0.91 para una temperatura en servicio de 70 º C (aislamiento PVC) debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son de 45º C diferentes a los 40 º C que tiene como base la tabla del reglamento lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor, y que se obtiene de la tabla 15.

Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a $I_{\text{máxima admisible}}$ = 21 ×0,91 =19,11 A valor inferior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será 19,2 A, con lo cual el conductor de 2,5 mm^2 no es válido, se escogerá la sección inmediatamente superior de conductor que admita una intensidad máxima superior a 19,2 A.

La sección escogida será de 4 mm^2 admite una corriente máxima de 27 A y aplicando el coeficiente de reducción por temperatura de 0,91 admite una corriente de 24,57 A, valor superior a los 19,2A que podrían circular por este tramo.

7.2.4. *Inversor → Red de baja tensión*

Este tramo comprende desde la salida monofásica del inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión donde se inyectará la potencia continua producida por el generador fotovoltaico convertida a alterna por el inversor.

Este circuito será en corriente alterna y como el cableado es monofásico la sección teórica mínima que se utilizará en los conductores vendrá dada por la ecuación 29:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{n(inv)} \cdot Cos\varphi}{u \cdot U_n \cdot C} \qquad \textit{Ecuación 29}$$

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable, la distancia entre la caseta del inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión situado en un centro de transformación a 100 m del edificio.

- $I_{n\ (inv)}$ es la corriente nominal a la salida del inversor, que para el inversor PAIRAN PESOS PVI 5000 será de 20 A.

- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%.

- U_n es la tensión nominal de la red. Como en este caso es monofásica será de 230 V.

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

- $Cos\varphi$ es el factor de potencia. (Se supondrá caso ideal: $Cos\varphi$ = 1).

Sustituyendo estos valores en la ecuación 29 obtenemos la sección mínima que han de tener los conductores en este tramo:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{n(inv)} \cdot Cos\varphi}{u \cdot U_n \cdot C} = \frac{2 \cdot 100 \cdot 20 \cdot 1}{2\% \cdot 230 \cdot 56} = 15.528 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 16 mm^2.

La corriente que circulará desde el inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión vendrá dado por la ecuación 32:

$$I = \frac{P}{U \cdot Cos\varphi} \qquad \textit{Ecuación 32}$$

La potencia máxima que el inversor puede entregar a la red es de 4,6 kW y la tensión a la cual se realizará la conexión será 230V, teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad, el valor de dicha corriente será:

$$I = \frac{4600}{230 \cdot 1} = 20 \text{ A}$$

Ahora bien, el valor de corriente máxima admisible para cables tetrapolares tipo 0,6/1 kV de sección 16 mm^2 enterrado con aislamiento en PVC según muestra la tabla 14 perteneciente a la norma ITC-BT-07 es de 97 A pero a este valor debe aplicársele una serie de coeficientes de reducción debido a que las condiciones a las que puede encontrarse no son iguales a las que se basan las tablas de la norma:

- Al estar enterrado bajo tubo, la capacidad de transporte de los conductores baja al no poder evacuar bien el calor provocado por el paso de la corriente a través de ellos, por dicho motivo , se debe aplicar un factor de reducción sobre el valor de la corriente admisible por el conductor de 0,8.

- El factor de temperatura del terreno hay que tenerlo en cuenta si es esta es diferente de 25º C según la tabla 16.

  Al tener aislamiento PVC, la temperatura de servicio es de 70º C, si se considera que la temperatura del terreno será aproximadamente de 30º C, el coeficiente que se aplicará a la corriente admisible por el conductor será 0,94.

- La profundidad a la que se entierren los conductores también supone una disminución en la capacidad de transporte de los mismos, dicho coeficiente se puede obtener de la tabla 14.

  Considerando una profundidad de instalación de 1 m, el coeficiente a aplicar sobre la intensidad admisible por el conductor sería 0,97.

Por tanto, la intensidad máxima admisible por el conductor de 16 mm^2 bajo las condiciones descritas anteriormente será $I_{admisible}$ = 97 A × 0,8 × 0,94 × 0,97 = 70,75 A, valor superior al valor de corriente máxima que circulará por el tramo (20 A), por lo tanto, el conductor tipo 0,6/1 kV de sección 16 mm^2 con aislamiento de PVC será válido para el tramo.

7.3. CABLEADO PARA EL LUCERNARIO

El generador fotovoltaico para el lucernario está formado por 2 ramales compuestos de 18 módulos en serie, conectados en paralelo, las conexiones de cada ramal irán a una caja de conexión de grupo y las 2 cajas de conexión de grupo irán a la caja de conexión de generador fotovoltaico.

Los cuatro tramos de los que estará formada la instalación serán los siguientes:

7.3.1. *Módulos solares → Caja de conexión de grupo*

Estará comprendido entre la salida de cada uno de los ramales del generador conectados en serie y una caja de conexión de grupo donde llegarán las salidas de cada ramal de módulos conectados en serie. En dicha caja de conexión de grupo se alojarán los elementos encargados de la protección de cada ramal.

A las cajas de conexión de grupo llegarán 2 conductores; 1 correspondiente al polo positivo del ramal y otro correspondiente al negativo del ramal y saldrán 2 conductores, uno de polaridad negativa y otro positiva.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia del módulo más alejado hasta su caja de conexión, 22 m.

- I_{CC} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 7,63 A.

- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel Vmpp =25,8 V, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 18 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de 25,8 V ×18 paneles = 464,4 V.

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

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores se obtendrá sustituyendo estos valores en la ecuación 28:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 22 \cdot 7{,}63}{1{,}5\% \cdot 464{,}4 \cdot 56} = 0{,}86 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 1,5 mm^2.

Según lo especificado en la tabla 13 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1 kV de 1,5 mm^2, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 15 A.

Al tener aislamiento PVC, la temperatura de servicio es de 70º C, si se consideran que las temperaturas máximas que se pueden tener en el ambiente son de 45º C diferentes a los 40 º C que tiene como base la tabla del reglamento, se debe aplicar un coeficiente de reducción de 0,91, el cual que se obtiene de la tabla 15.

Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a $I_{max\ admisible}$ = 15 ×0,91 =13,65 A, valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 7,63 A, con lo cual el conductor de 1,5 mm^2 es válido.

7.3.2. *Caja de conexión de grupo → Caja de conexión de generador fotovoltaico*

Este tramo estará comprendido entre cada caja de conexión de grupo, a las cuales llega un único ramal, hasta la caja de conexión de generador fotovoltaico donde se unen los conductores de las 2 cajas de conexión de grupo.

A esta caja de conexión de generador llegan 2 conductores de cada una de las cajas de conexión de grupo, uno positivo y otro negativo. En total llegan 4 conductores y salen 2 únicos conductores, uno positivo y otro negativo, hacia el inversor.

En ésta caja de conexión de generador se encuentran los elementos necesarios para la protección del generador fotovoltaico completo.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión de grupo más alejada y la caja de conexión de generador, 31 m.

- I_{CC} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 7,63 A.

- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel Vmpp =25,8 V, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 18 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de 25,8 V ×18 paneles = 464,4 V.

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

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores se obtendrá sustituyendo estos valores en la ecuación 28:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 31 \cdot 7{,}63}{1{,}5\% \cdot 464{,}4 \cdot 56} = 1{,}212 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 1,5 mm^2.

Según lo especificado en la tabla 13 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1 kV de 1,5 mm^2, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 15 A.

Al tener aislamiento PVC, la temperatura de servicio es de 70º C, si se consideran que las temperaturas máximas que se pueden tener en el ambiente son de 45º C diferentes a los 40 º C que tiene como base la tabla del reglamento, se debe aplicar un coeficiente de reducción de 0,91, el cual que se obtiene de la tabla 15.

Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a $I_{max\ admisible}$ = 15 ×0,91 =13,65 A, valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 7,63 A, con lo cual el conductor de 1,5 mm^2 es válido.

7.3.3. *Caja de conexión de generador fotovoltaico → Inversor*

Este tramo estará comprendido entre la caja de conexión de generador fotovoltaico de donde salen los dos conductores principales que transportan la potencia que el generador del ventanal hasta inversor.

Al inversor llegan dos cables, uno positivo y otro negativo correspondiente al final de circuito de corriente continua y a la salida comienza el último tramo correspondiente al circuito de corriente alterna.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión de generador y el inversor, 20 m.

- I_{CC} es la corriente máxima que va a circular por los conductores y es la de cortocircuito de los paneles [A]. Cada ramal suministrará una corriente máxima igual a la de cortocircuito de cada uno de los módulos que lo forman, 7,63 A, si

en la caja de conexión del generador se conectan los dos ramales, la corriente máxima que se puede alcanzar será 7,63 ×2 ramales =15,26 A.

- *u* es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de continua es del 1,5%. En este tramo existirá una tensión igual a la tensión de punto de máxima potencia de cada panel Vmpp =25,8 V, por el número de paneles en serie que forman cada ramal, 18 paneles, por lo tanto la tensión en este tramo es de 25,8 V ×18 paneles = 464,4 V.

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

Al tratarse de un tramo de corriente continua, la sección mínima que deben tener los conductores se obtendrá sustituyendo estos valores en la ecuación 28:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC}}{u \cdot C} = \frac{2 \cdot 20 \cdot 15{,}26}{1{,}5\% \cdot 464{,}4 \cdot 56} = 1{,}564 \text{ mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 2,5 mm^2.

Atendiendo a la anterior tabla 14 extraída de la norma ITC-BT-19, la corriente máxima admisible del conductor del tipo 0,6/1 kV de 2,5 mm^2, de aislamiento PVC e instalación de conductores aislados en tubos o canales en montaje superficial o empotrados en obra, es de 21 A.

A esto hay que aplicarle el coeficiente de reducción de 0,91 para una temperatura en servicio de 70 º C (aislamiento PVC) debido a que las temperaturas máximas que se pueden tener son de 45º C diferentes a los 40 º C que tiene como base la tabla del reglamento lo que conlleva a una reducción de la capacidad máxima del conductor, y que se obtiene de la tabla 15.

Por tanto, la intensidad máxima admisible quedaría reducida a $I_{\text{máxima admisible}}$ = 21 × 0,91 =19,11 A valor superior a la máxima corriente que circulará por los conductores de este tramo que será de 15,26 A con lo cual el conductor de 2,5 mm^2 es válido.

7.3.4. *Inversor → Red de baja tensión*

Este tramo comprende desde la salida monofásica del inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión donde se inyectará la potencia continua producida por el generador fotovoltaico convertida a alterna por el inversor.

Este circuito será en corriente alterna y como el cableado es monofásico la sección teórica mínima que se utilizará en los conductores vendrá dada por la ecuación 29:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{n(inv)} \cdot Cos\varphi}{u \cdot U_n \cdot C} \qquad \textit{Ecuación 29}$$

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor [m]. Se tomará como longitud del cable, la distancia entre la caseta del inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión situado en un centro de transformación a 100 m del edificio.

- $I_{n\ (inv)}$ es la corriente nominal a la salida del inversor, que para el inversor DIEHL PLATINUM 7200 TL será de 27,4 A.

- u es la caída de tensión [V] que como máximo podrán tener los conductores. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la máxima caída de tensión permitida en conductores de alterna es del 2%.

- U_n es la tensión nominal de la red. Como en este caso es monofásica será de 230 V.

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

- $Cos\varphi$ es el factor de potencia. (Se supondrá caso ideal: $Cos\varphi$ = 1).

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{n(inv)} \cdot Cos\varphi}{u \cdot U_n \cdot C} = \frac{2 \cdot 100 \cdot 27{,}4}{2\% \cdot 230 \cdot 56} = 21{,}27\ \text{mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 25 mm^2.

La corriente que circulará desde el inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión vendrá dado por la ecuación 32:

$$I = \frac{P}{U \cdot Cos\varphi} \qquad \textit{Ecuación 32}$$

La potencia máxima que el inversor puede entregar a la red es de 6,3 kW y la tensión a la cual se realizará la conexión será 230V, teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad, el valor de dicha corriente será:

$$I = \frac{6300}{230 \cdot 1} = 27{,}39A \text{ A}$$

Ahora bien, el valor de corriente máxima admisible para cables tetrapolares tipo 0,6/1kV de sección 25 mm^2 enterrado con aislamiento en PVC según muestra la tabla 14 perteneciente a la norma ITC-BT-07 es de 125 A pero a este valor debe aplicársele una serie de coeficientes de reducción debido a que las condiciones a las que puede encontrarse no son iguales a las que se basan las tablas de la norma:

- Al estar enterrado bajo tubo, la capacidad de transporte de los conductores baja al no poder evacuar bien el calor provocado por el paso de la corriente a través de ellos, por dicho motivo , se debe aplicar un factor de reducción sobre el valor de la corriente admisible por el conductor de 0,8.

- El factor de temperatura del terreno hay que tenerla en cuenta si es diferente de 25º C según la tabla 16.

  Al tener aislamiento PVC, la temperatura de servicio es de 70º C, si se considera que la temperatura del terreno será aproximadamente de 30º C, el coeficiente que se aplicará a la corriente admisible por el conductor será, 0,94.

- La profundidad a la que se entierren los conductores también supone una disminución en la capacidad de transporte de los mismos, dicho coeficiente se puede obtener de la tabla 17.

  Considerando una profundidad de instalación de 1 m, el coeficiente a aplicar sobre la intensidad admisible por el conductor sería 0,97.

Por tanto, la intensidad máxima admisible por el conductor de 16 mm^2 bajo las condiciones descritas anteriormente será $I_{admisible}$ = 125 A × 0,8 × 0,94 × 0,97 = 91,18A, valor superior al valor de corriente máxima que circulará por el tramo (27,39 A), por lo tanto, el conductor tipo 0,6/1 kV de sección 25 mm^2 con aislamiento de PVC será válido para el tramo.

A modo de resumen a continuación se pueden observar las siguientes tablas en las que se recogen las principales características del cableado para los distintos tramos en los que se han dividido cada una de las tres partes que forman la instalación total.

VENTANAL	MATERIAL	NIVEL DE AISLAMIENTO	AISLAMIENTO	TIPO DE INSTALACIÓN	TIPO DE LINEA	SECCIÓN	METROS DE CABLE	METROS TOTALES
TRAMO 1	Cu	0,6/1 kV	PVC	Conductores aislados en canaletas. Montaje superfial	Unipolar	1,5 mm^2	20 Conductores de 55 m × 4	4400 m
TRAMO 2	Cu	0,6/1 kV	PVC	Conductores aislados en canaletas. Montaje superfial	Unipolar	1,5 mm^2	2 Conductores de 22 m × 4	176 m
TRAMO 3	Cu	0,6/1 kV	PVC	Conductores aislados en canaletas. Montaje superfial	Unipolar	10 mm^2	2 Conductores de 10 m	20 m
TRAMO 4	Cu	0,6/1 kV	PVC	Conductores en instalación subterránea	Tripolar	10 mm^2	2 Conductores de 100 m	200m

Tabla 17. Resumen de las principales características del cableado para el ventanal.

FACHADA REVESTIDA	MATERIAL	NIVEL DE AISLAMIENTO	AISLAMIENTO	TIPO DE INSTALACIÓN	TIPO DE LINEA	SECCIÓN	METROS DE CABLE	METROS TOTALES
TRAMO 1	Cu	0,6/1 kV	PVC	Conductores aislados en canaletas. Montaje superfial	Unipolar	2,5 mm^2	4 Conductores de 50 m × 2	400 m
TRAMO 2	Cu	0,6/1 kV	PVC	Conductores aislados en canaletas. Montaje superfial	Unipolar	2,5 mm^2	2 Conductores de 25 m × 2	100 m
TRAMO 3	Cu	0,6/1 kV	PVC	Conductores aislados en canaletas. Montaje superfial	Unipolar	4 mm^2	2 Conductores de 10 m	20 m
TRAMO 4	Cu	0,6/1 kV	PVC	Conductores en instalación subterránea	Tetrapolar	16 mm^2	2 Conductores de 100 m	200m

Tabla 18. Resumen de las principales características del cableado para la fachada revestida.

LUCERNARIO	MATERIAL	NIVEL DE AISLAMIENTO	AISLAMIENTO	TIPO DE INSTALACIÓN	TIPO DE LINEA	SECCIÓN	METROS DE CABLE	METROS TOTALES
TRAMO 1	Cu	0,6/1 kV	PVC	Conductores aislados en canaletas. Montaje superfial	Unipolar	1,5 mm^2	2 Conductores de 22 m × 2	88 m
TRAMO 2	Cu	0,6/1 kV	PVC	Conductores aislados en canaletas. Montaje superfial	Unipolar	1,5 mm^2	2 Conductores de 31 m × 2	124 m
TRAMO 3	Cu	0,6/1 kV	PVC	Conductores aislados en canaletas. Montaje superfial	Unipolar	2,5 mm^2	2 Conductores de 20 m	40 m
TRAMO 4	Cu	0,6/1 kV	PVC	Conductores en instalación subterránea	Tetrapolar	25 mm^2	2 Conductores de 100 m	200m

Tabla 19. Resumen de las principales características del cableado para el lucernario

7.4. CABLEADO DE PROTECCIÓN

Para la protección de la propia instalación y de los posibles operarios encargados del mantenimiento de la misma, el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión establece que deben conectarse correctamente todas las masas metálicas de una instalación con tierra, con el objetivo de conseguir que el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima al terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corriente de defecto o las descargas de origen atmosférico.

Según la norma ITC-BT-18 "Instalaciones de puesta a tierra", la puesta a tierra de una instalación está compuesta por:

- Tomas a tierra: son electrodos formados por barras, tubos pletinas o mallas que están en contacto directo con el terreno donde se drenará la corriente de fuga que se pueda producir en algún momento, estas tomas a tierra deberán ser de materiales específicos y estarán enterrados a una profundidad adecuada para las características de la instalación a proteger. En este proyecto se utilizará la toma a tierra del edificio.

- Conductores de tierra: son los conductores que unen el electrodo de la puesta a tierra de la instalación con el borne principal de puesta a tierra. Se utilizará el conductor de tierra que posee el edificio.

- Bornes de puesta a tierra: son la unión de todos los conductores de protección de la instalación que provienen de los diferentes elementos o masas a proteger. Se utilizará el borne de puesta a tierra que conecta los conductores de protección y el conductor de tierra del propio edificio.

- Conductores de protección: sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación a ciertos elementos, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos. Unirán las masas a borne de puesta a tierra y con ello al conductor de tierra.

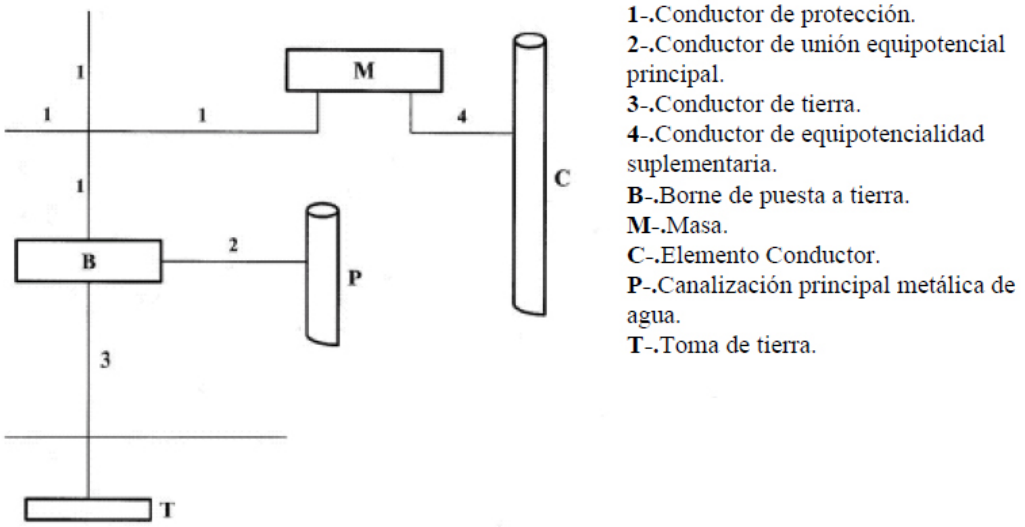


Figura 83. Representación de un circuito de puesta a tierra. Fuente: REBT.

Según la norma ITC-BT-18 del REBT, los conductores de protección deberán ser del mismo material que los conductores activos utilizados en la instalación, en este caso serán de cobre e irán alojados en la canalización utilizada para los conductores activos de la instalación. La sección de los conductores de protección viene dada por la tabla siguiente:

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm^2)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm^2)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 20. Relación entre las secciones los conductores de protección y los de fase. Fuente: REBT.

Por tanto, los conductores de protección tendrán diferente sección dependiendo el tramo de cableado donde se encuentren:

7.4.1. *Cableado de protección para el ventanal*

7.4.1.1. *Módulos solares → Caja de conexión de grupo*

$$S_{CONDUCTOR\ DE\ FASE} = 1{,}5\ mm^2 \longrightarrow S_{CONDUCTOR\ DE\ PROTECCION} = 1{,}5\ mm^2$$

7.4.1.2. *Caja de conexión de grupo → Caja de conexión de generador fotovoltaico*

$$S_{CONDUCTOR\ DE\ FASE} = 1{,}5\ mm^2 \longrightarrow S_{CONDUCTOR\ DE\ PROTECCION} = 1{,}5\ mm^2$$

7.4.1.3. *Caja de conexión de generador fotovoltaico → Inversor*

$$S_{CONDUCTOR\ DE\ FASE} = 10\ mm^2 \longrightarrow S_{CONDUCTOR\ DE\ PROTECCION} = 10\ mm^2$$

7.4.1.4. *Inversor → Red de baja tensión*

$$S_{CONDUCTOR\ DE\ FASE} = 10\ mm^2 \longrightarrow S_{CONDUCTOR\ DE\ PROTECCION} = 10\ mm^2$$

7.4.2. *Cableado de protección para la fachada revestida*

7.4.2.1. *Módulos solares → Caja de conexión de grupo*

$$S_{CONDUCTOR\ DE\ FASE} = 2{,}5\ mm^2 \longrightarrow S_{CONDUCTOR\ DE\ PROTECCION} = 2{,}5\ mm^2$$

7.4.2.2. *Caja de conexión de grupo → Caja de conexión de generador fotovoltaico*

$$S_{CONDUCTOR\ DE\ FASE} = 2{,}5\ mm^2 \longrightarrow S_{CONDUCTOR\ DE\ PROTECCION} = 2{,}5\ mm^2$$

7.4.2.3. *Caja de conexión de generador fotovoltaico → Inversor*

$$S_{CONDUCTOR\ DE\ FASE} = 2{,}5\ mm^2 \longrightarrow S_{CONDUCTOR\ DE\ PROTECCION} = 2{,}5\ mm^2$$

7.4.2.4. *Inversor → Red de baja tensión*

$$S_{CONDUCTOR\ DE\ FASE} = 16\ mm^2 \longrightarrow S_{CONDUCTOR\ DE\ PROTECCION} = 16\ mm^2$$

7.4.3. *Cableado de protección para el lucernario*

7.4.3.1. *Módulos solares → Caja de conexión de grupo*

$$S_{CONDUCTOR\ DE\ FASE} = 1{,}5\ mm^2 \longrightarrow S_{CONDUCTOR\ DE\ PROTECCION} = 1{,}5\ mm^2$$

7.4.3.2. *Caja de conexión de grupo → Caja de conexión de generador fotovoltaico*

$$S_{CONDUCTOR\ DE\ FASE} = 1{,}5\ mm^2 \longrightarrow S_{CONDUCTOR\ DE\ PROTECCION} = 1{,}5\ mm^2$$

7.4.3.3. *Caja de conexión de generador fotovoltaico → Inversor*

$$S_{CONDUCTOR\ DE\ FASE} = 2{,}5\ mm^2 \longrightarrow S_{CONDUCTOR\ DE\ PROTECCION} = 2{,}5\ mm^2$$

7.4.3.4. *Inversor → Red de baja tensión*

$$S_{CONDUCTOR\ DE\ FASE} = 25\ mm^2 \longrightarrow S_{CONDUCTOR\ DE\ PROTECCION} = 16\ mm^2$$

8. PROTECCIONES

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica como al personal encargado de su mantenimiento y correcta operación, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección que aseguren una explotación correcta de la instalación.

Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de protecciones se realizará independientemente para cada parte de la instalación y dentro de cada parte, para cada uno de los circuitos que la forman, diferenciando entre tramos de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deberán ser distintas para cada tramo dependiendo la naturaleza continua o alterna del tramo y al valor de corriente admisible por los conductores.

Aunque los fusibles e interruptores para corriente continua son diferentes a los de corriente alterna, su cálculo es similar; según la norma ITC-BT-22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, un dispositivo protege contra sobrecargas a un conductor si se verifican las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1{,}45 \times I_Z$$

Donde:

- I_B es la corriente de empleo o de utilización.
- I_N es la corriente nominal del dispositivo de protección.
- I_Z es la corriente máxima admisible por el elemento a proteger.
- I_2 es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección. (fusión de los fusibles y disparo de los interruptores automáticos).

En la protección por magnetotérmico normalizado se cumple siempre la segunda condición porque $I_2 = 1{,}45 \times I_N$, por lo que sólo se debe verificar la primera condición.

En la protección por fusible tipo gG, se cumple que $I_2 = 1{,}6 \times I_N$, por lo que deben verificarse las dos condiciones de la norma.

El cálculo de protecciones se realizará dividiendo la instalación en dos grupos, uno de corriente continua y otro de corriente alterna, cada grupo será a su vez dividido en los diferentes tramos de cableado que forma la instalación solar fotovoltaica:

8.1. PROTECCIONES DE CONTINUA

La interrupción de corrientes presenta mayores problemas con redes en corriente continua que en corriente alterna. En la corriente alterna existe un paso natural de la corriente por el cero en cada semiperíodo, al cual corresponde un apagado espontáneo del arco que se forma cuando se abre el circuito. En la corriente continua esto no sucede y, para extinguir el arco, es preciso que la corriente disminuya hasta anularse. Es necesario que la interrupción se realice gradualmente, sin bruscas anulaciones de la corriente que darían lugar a elevadas sobretensiones.

Como se puede observar en el ANEXO 15, el esquema unifilar de la instalación, muestra que los tramos pertenecientes a la parte de potencia continua son tres, que se encuentran entre los paneles solares fotovoltaicos y la entrada al inversor:

8.1.1. *Módulos solares → Caja de conexión de grupo*

Este tramo estará protegido contra sobreintensidades mediante fusibles en cada uno de los ramales módulos del generador fotovoltaico que provoquen la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. Cada ramal poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

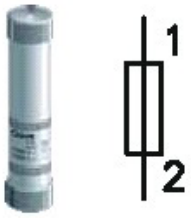


Figura 84. Fusible de corriente continua y símbolo normalizado. Fuente: Solartec.

8.1.1.1. *Fusibles para el Ventanal*

La sección del conductor que forma este tramo de instalación para el ventanal es de 1,5 mm^2, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = I_{mpp\_módulo} = 0{,}74 \text{ A}$$

$$I_Z = \mathrm{I}_{\mathrm{max\_admisible}} = 13{,}65 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$0{,}74 \text{ A} \leq I_N \leq 13{,}65 \text{ A} \rightarrow I_N = 10 \text{ A}$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 \leq 1,45 \times I_Z$:

$$I_2 = 1,6 \times I_N = 1,6 \times 10 = 16 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z \rightarrow 16 \text{ A} \leq 1,45 \times 13,65 \text{ A} \rightarrow 16 \text{ A} \leq 19,79 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de 10A de la marca SOLARTEC GAVE en cada ramal de paneles conectados en serie del generador solar fotovoltaico.

8.1.1.2. *Fusibles para la Fachada revestida*

La sección del conductor que forma este tramo de instalación para el ventanal es de 2,5 mm^2, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = I_{mpp\_módulo} = 4,4 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{max\_admisible} = 19,11 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$4,4 \text{ A} \leq I_N \leq 19,11 \text{ A} \rightarrow I_N = 12 \text{ A}$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 \leq 1,45 \times I_Z$:

$$I_2 = 1,6 \times I_N = 1,6 \times 12 = 19,2 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z \rightarrow 19,2 \text{ A} \leq 1,45 \times 19,11 \text{ A} \rightarrow 19,2 \text{ A} \leq 27,709 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de 12A en cada ramal de paneles conectados en serie del generador solar fotovoltaico.

8.1.1.3. *Fusibles para el lucernario*

La sección del conductor que forma este tramo de instalación para el ventanal es de 1,5 mm^2, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = I_{mpp\_módulo} = 7 \text{ A}$$

$$I_Z = \mathrm{I}_{\mathrm{max\_admisible}} = 13{,}65 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$7 \text{ A} \leq I_N \leq 13{,}65 \text{ A} \rightarrow I_N = 10 \text{ A}$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 \leq 1{,}45 \times I_Z$:

$$I_2 = 1{,}6 \times I_N = 1{,}6 \times 10 = 16 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1{,}45 \times I_Z \rightarrow 16 \text{ A} \leq 1{,}45 \times 13{,}65\text{A} \rightarrow 16 \text{ A} \leq 19{,}79 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de 10 A de la marca SOLARTEC GAVE en cada ramal de paneles conectados en serie del generador solar fotovoltaico.

8.1.2. *Caja de conexión de grupo → Caja de conexión de generador fotovoltaico*

Este tramo estará protegido por tres elementos:

8.1.2.1. Descargador

Las instalaciones fotovoltaicas están expuestas a las descargas atmosféricas y las consiguientes sobretensiones transitorias. Las consecuencias de estas sobretensiones son la reducción del rendimiento y la vida de la instalación. El uso de protecciones contra sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento de la instalación y en consecuencia se muestra como una decisión altamente rentable.

Los protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica.

Las protecciones contra sobretensiones de tipo atmosférico pueden ser de dos clases:

- CLASE I: Los protectores contra sobretensiones de Clase I están destinados a ser instalados en las extremidades de las líneas exteriores de una instalación fotovoltaica para protegerla contra impactos directos de rayos. Este tipo de protección no se utilizará en esta instalación al no ocupar mucho terreno y tratarse de una zona de bajo riesgo de impacto directo por un rayo.

Figura 85. Protección contra sobretensión CLASE I y símbolo normalizado.
Fuente: Solartec.

- CLASE II: Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas indirectas que se producen a una determinada distancia de la instalación fotovoltaica e inducen una sobretensión.

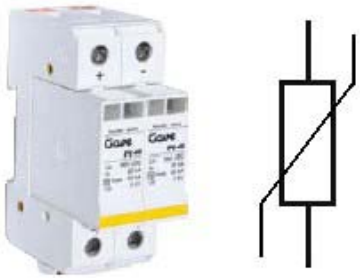


Figura 86. Protección contra sobretensión CLASE II y símbolo normalizado.
Fuente: Solartec.

Para la elección de la protección contra sobretensiones a utilizar en la instalación, se tendrá en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que puede producirse en el generador fotovoltaico para escoger un descargador que soporte dicha tensión. Esta tensión máxima aparece cuando los paneles trabajan en condiciones de circuito abierto y a una temperatura ambiente de -5º C, ya en el exterior de nuestro edificio se ha considerado un rango de temperaturas ambiente de entre -5º C como mínimo en invierno y 45º C como máximo en verano

Para conocer la tensión de circuito abierto que se medirá a la salida de cada panel cuando están trabajando bajo estas condiciones de temperatura de célula diferente a 25º C, se aplicará el coeficiente de temperatura para la tensión ce circuito abierto (Voc) proporcionado por el fabricante sobre la siguiente ecuación:

$$V_{OC(X°C)} = V_{OC(25°C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) \qquad \textit{Ecuación 33}$$

Donde:

- $V_{OC\ (X\ °\ C)}$ es la tensión a circuito abierto del panel a una temperatura para una célula X.

- $V_{OC\ (25\ °\ C)}$ es la tensión a circuito abierto del panel en condiciones estándar de medida.

-ΔT es la variación de 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.

Por otro lado, y tal como se señaló en el apartado 3.3.1.2. "Efecto de la temperatura", la temperatura de trabajo que alcanzan las células de los paneles fotovoltaicos puede aproximarse mediante la siguiente expresión (ecuación 12):

$$T_c = T_{amb} + I_{inc}(W \cdot m^{-2}) \cdot \frac{T_{NOC}(°C) - 20}{800} \qquad \textit{Ecuación 12}$$

Donde:

- T_c es la temperatura que alcanza la célula a una temperatura ambiente determinada.

- T_{amb} es la temperatura ambiente del lugar donde están instalados los paneles solares.

- I_{inc} es la irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre. (En verano I =1000W/m^2 y en invierno I =100W/m^2).

- T_{ONC} es la temperatura nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20º C y la velocidad del viento, de 1m/s. (Se supondrá para los tres tipos de módulos usados un valor típico de T_{ONC} = 47 º C).

- I_{inc} es la irradiancia media dependiendo del periodo en el que se encuentre. (En verano I =1000W/m^2 y en invierno I =100W/m^2).

Por tanto, para una temperatura ambiente de -5 º C, la temperatura de célula para los tres tipos de paneles solares usados en la instalación será:

$$T_c = -5 + 100 \cdot \left(\frac{47 - 20}{800} \right) = -1{,}625 \text{ º C}$$

8.1.2.1.1. *Descargador para el ventanal*

Según se puede observar en el ANEXO 3, para el módulo usado en la instalación del ventanal (MSK CORPORATION, MST-44T1013UT):

$$V_{OC\,(25\,^{o}C)} = 91{,}8 \text{ V}$$

$$\Delta V_{OC}\,(T) = -234{,}9 \text{ mV/ ºC}$$

Para una temperatura de célula de T_c=-1,625 º C, la tensión de circuito abierto del panel se obtendrá según la ecuación 33:

$$V_{OC(-1{,}625°C)} = V_{OC(25°C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) = 91{,}8V + (-1{,}625 - 25)°C \cdot (-234{,}9mV / °C) = 98{,}054V$$

Ahora multiplicando el número de paneles en serie por ramal del generador por la tensión de circuito abierto de cada panel para una temperatura ambiente de -5º C, se obtiene la tensión de circuito a la salida del generador fotovoltaico durante el invierno:

$$V_{OC\,(-1{,}625\,^{o}C)\,TOTAL} = V_{OC\,(-1{,}625\,^{o}C)} \times N_{paneles} = 98{,}054 \text{ V} \times 7 = 686{,}378 \text{ V}$$

Por tanto se elegirá un descargador con una tensión de régimen permanente superior a este valor.

Se ha elegido el descargador SOLARTEC GAVE PST31PV de tensión de régimen permanente máxima 1000 $V_{DC.}$

8.1.2.1.2. *Descargador para la fachada revestida*

Según se puede observar en el ANEXO 7, para el módulo usado en la instalación de la fachada revestida (ATERSA MANUFACTURER A-75):

$$V_{OC\ (25\ ^{o}C)} = 21\ \text{V}$$

$$\Delta V_{OC}\ (T) = -76{,}2\ \text{mV/ ºC}$$

Para una temperatura de célula de T_c=-1.625 º C, la tensión de circuito abierto del panel será:

$$V_{OC(-1{,}625°C)} = V_{OC(25°C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) = 21V + (-1{,}625 - 25)°C \cdot (-76{,}2mV/°C) = 23{,}028V$$

Ahora multiplicando el número de paneles en serie por ramal del generador por la tensión de circuito abierto de cada panel para una temperatura ambiente de -5º C, se obtiene la tensión de circuito a la salida del generador fotovoltaico durante el invierno:

$$V_{OC\ (-1{,}625\ ^{o}C)\ TOTAL} = V_{OC\ (-1{,}625\ ^{o}C)} \times N_{paneles} = 23{,}028\ \text{V} \times 16 = 368{,}461\ \text{V}$$

Por tanto se elegirá un descargador con una tensión de régimen permanente superior a este valor.

Se ha elegido el descargador SOLARTEC GAVE PST25 PV de tensión de régimen permanente máxima 550 V_{DC}.

8.1.2.1.3. *Descargador para el lucernario*

Según se puede observar en el ANEXO 11, para el módulo usado en la instalación del lucernario (VIDURSOLAR VS36 C54 P180)

$$V_{OC\ (25\ ^{o}C)} = 32{,}4\ V$$

$$\Delta V_{OC}\ (T) = -74{,}4mV/\ ºC$$

Para una temperatura de célula de T_c=-1,625 º C, la tensión de circuito abierto del panel será:

$$V_{OC(-1{,}625°C)} = V_{OC(25°C)} + \Delta T \cdot \Delta V_{OC}(T) = 32.4V + (-1{,}625 - 25)°C \cdot (-74{,}4mV/°C) = 34{,}38V$$

Ahora multiplicando el número de paneles en serie por ramal del generador por la tensión de circuito abierto de cada panel para una temperatura ambiente de -5º C, se obtiene la tensión de circuito a la salida del generador fotovoltaico durante el invierno:

$$V_{OC\,(-1,625\,^{\circ}C)\,TOTAL} = V_{OC\,(-1,625\,^{\circ}C)} \times N_{paneles} = 34{,}38\ \text{V} \times 18 = 618{,}85\ \text{V}$$

Por tanto se elegirá un descargador con una tensión de régimen permanente superior a este valor.

Se ha elegido el descargador SOLARTEC GAVE PST31PV de tensión de régimen permanente máxima 1000 V_{DC}.

8.1.2.2. Interruptor-Seccionador

Los interruptores de continua que se instalarán en este tramo de la instalación, tendrán la función de aislar zonas del generador para labores de mantenimiento de los módulos solares como limpieza y reparación de incidencias.

Para la elección de los interruptores-seccionadores se tendrán en cuenta dos parámetros, la tensión de servicio de la línea y la corriente que deben se capaces de interrumpir al abrirse. Para esta instalación dichos parámetros vendrán dados por la corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada panel por el número de ramales que conecta el interruptor-seccionador y la tensión máxima de servicio, que será la tensión máxima que puede darse en la instalación, es decir, bajo condiciones de circuito abierto y a una temperatura ambiente de -5º C:

Dependiendo de la tensión de servicio a la cual va a trabajar el interruptor, se utilizará un número de polos determinado, es decir, cuanto mayor sea la tensión de servicio de la instalación, se deberán aumentar el número de interrupciones de corriente y, por consiguiente, el número de polos conectados en serie.

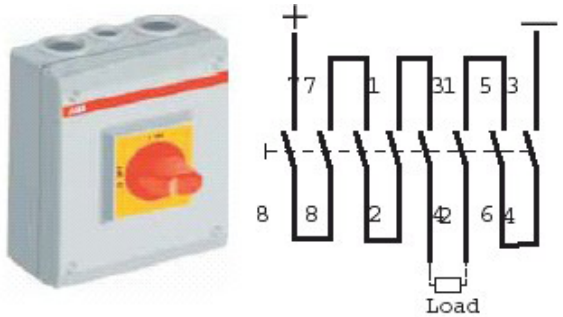


Figura 87.Interruptor multipolar de corriente continua. Fuente: ABB.

8.1.2.2.1. *Interruptores-Seccionadores para el ventanal*

Se colocarán 4 interruptores de este tipo, uno por cada subgrupo de 10 ramales del generador fotovoltaico y al abrirlos proporcionarán un aislamiento eficaz de los ramales pertenecientes al subgrupo.

Los parámetros a tener en cuenta para la elección de los interruptores-seccionadores serán en este caso:

$$I_{SC} = 10 \text{ ramales} \times 0{,}97 \text{ A} = 9{,}7 \text{ A}$$

$$V_{OC} = 686{,}378 \text{ V}$$

Para este circuito se ha escogido un interruptor-seccionador de la marca ABB modelo OTP16BA8MS con 8 polos cuya máxima tensión de servicio son 750 V y capaz de interrumpir una corriente de 16 A.

8.1.2.2.2. *Interruptores-Seccionadores para la fachada revestida*

Se colocarán 2 interruptores de este tipo, uno por cada subgrupo de 2 ramales del generador fotovoltaico y al abrirlos proporcionarán un aislamiento eficaz de los ramales pertenecientes al subgrupo.

Los parámetros a tener en cuenta para la elección de los interruptores-seccionadores serán en este caso:

$$I_{SC} = 2 \text{ ramales} \times 4{,}8 \text{ A} = 9{,}6 \text{ A}$$

$$V_{OC} = 368{,}461 \text{ V}$$

Para este circuito se ha escogido un interruptor-seccionador de marca ABB modelo OTP16BA4MS con 4 polos cuya máxima tensión de servicio son 500 V y capaz de interrumpir una corriente de 16 A

8.1.2.2.3. *Interruptores-Seccionadores para el lucernario*

Se colocarán 2 interruptores de este tipo, uno por cada ramal del generador fotovoltaico y al abrirlos proporcionarán un aislamiento eficaz de dichos ramales.

Los parámetros a tener en cuenta para la elección de los interruptores-seccionadores serán en este caso:

$$I_{SC} = 1 \text{ ramal} \times 7{,}63 \text{ A} = 7{,}63 \text{ A}$$

$$V_{OC} = 618{,}85 \text{ V}$$

Para este circuito se ha escogido un interruptor-seccionador de marca ABB modelo OTP16BA8MS con 8 polos cuya máxima tensión de servicio son 750 V y capaz de interrumpir una corriente de 16 A.

8.1.2.3. Fusible

Además de un descargador de sobretensiones y un interruptor-seccionador, en cada línea de este tramo de corriente continua donde se conectan subgrupos de uno o varios ramales de módulos del generador fotovoltaico, se instalarán fusibles para la protección contra sobreintensidades para evitar que se sobrepasen valores de corrientes superiores a las admisibles por los conductores y equipos de la instalación.

Al igual que en el tramo anterior, se colocarán dos fusibles por cada ramal, uno para cada uno de los conductores de polaridad positiva y otro para cada uno de los conductores de polaridad negativa.

8.1.2.3.1. *Fusibles para el ventanal*

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 1,5 mm^2, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = 10 \text{ ramales} \times I_{mpp\_módulo} = 10 \times 0{,}74 \text{ A} = 7{,}4 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{max\_admisible} = 13{,}65 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$7{,}4 \text{ A} \leq I_N \leq 13{,}65 \text{ A} \rightarrow I_N = 10 \text{ A}$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusibles es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 \leq 1{,}45 \times I_Z$

$$I_2 = 1{,}6 \times I_N = 1{,}6 \times 10 = 16 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1{,}45 \times I_Z \rightarrow 16 \text{ A} \leq 1{,}45 \times 13{,}65 \text{ A} \rightarrow 16 \text{ A} \leq 19{,}79 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de 10 A de la marca SOLARTEC GAVE en cada línea del tramo entre la caja de conexión de grupo y la caja de conexión de generador fotovoltaico.

8.1.2.3.2. *Fusibles para la fachada revestida*

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 2,5 mm^2, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = 2 \text{ ramales} \times I_{mpp\_módulo} = 2 \times 4{,}4 \text{ A} = 8{,}8 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{max\_admisible} = 19{,}11 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$8{,}8 \text{ A} \leq I_N \leq 19{,}11 \text{ A} \rightarrow I_N = 12 \text{ A}$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusibles es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 \leq 1{,}45 \times I_Z$

$$I_2 = 1{,}6 \times I_N = 1{,}6 \times 12 = 19{,}2 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1{,}45 \times I_Z \rightarrow 19{,}2 \text{ A} \leq 1{,}45 \times 19{,}11\text{A} \rightarrow 19{,}2 \text{ A} \leq 27{,}7 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de 12A de la marca SOLARTEC GAVE en cada línea del tramo entre la caja de conexión de grupo y la caja de conexión de generador fotovoltaico.

8.1.2.3.3. *Fusibles para el lucernario*

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 1,5 mm^2, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = 1 \text{ ramal} \times I_{mpp\_módulo} = 1 \times 7 \text{ A} = 7 \text{ A}$$

$$I_Z = I_{max\_admisible} = 13{,}65 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$7 \text{ A} \leq I_N \leq 13{,}65 \text{ A} \rightarrow I_N = 10 \text{ A}$$

A continuación se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusibles es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 \leq 1,45 \times I_Z$

$$I_2 = 1,6 \times I_N = 1,6 \times 10 = 16 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_Z \rightarrow 16 \text{ A} \leq 1,45 \times 13,65 \text{ A} \rightarrow 16 \text{ A} \leq 19,79 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de 10A de la marca SOLARTEC GAVE en cada línea del tramo entre la caja de conexión de grupo y la caja de conexión de generador fotovoltaico.

Así pues, resumiendo para cada una de las partes en que se compone nuestra instalación total:

Para la instalación del ventanal, a cada una de las cajas de conexión de grupo llegan 20 conductores de 1,5mm^2, 10 de polaridad positiva y 10 de polaridad negativa, en cada conductor se encuentra conectado un fusible de 10 A. Tras los fusibles se produce la interconexión de los conductores de 1,5 mm^2 pasando a 2 únicos conductores de 1,5 mm^2 a la salida de cada una de las cajas de conexión de grupo y se instalan un descargador SOLARTEC GAVE PST31PV, el interruptor-seccionador ABB modelo OTP16BA8MS y un fusible de 10 A en cada conductor.

Para la instalación de la fachada revestida a cada una de las cajas de conexión de grupo llegan 4 conductores de 2,5 mm^2, 2 de polaridad positiva y 2 de polaridad negativa, en cada conductor se encuentra conectado un fusible de 12 A. Tras los fusibles se produce la interconexión de los conductores de 2,5 mm^2 pasando a 2 únicos conductores de 2,5 mm^2 a la salida de cada una de las cajas de conexión de grupo y se instalan un descargador SOLARTEC GAVE PST25PV, el interruptor-seccionador ABB modelo OTP16BA4MS y un fusible de 12 A en cada conductor.

En el caso de la instalación del lucernario a cada una de las cajas de conexión de grupo llegan 2 conductores de 1,5 mm^2, uno de polaridad positiva y otro de polaridad negativa, en cada conductor se encuentra conectado un fusible de 10 A. Tras los fusibles se produce la interconexión de los conductores de 1,5 mm^2 pasando a 2 únicos conductores de 1,5 mm^2 a la salida de cada una de las cajas de conexión de grupo y se instalan un descargador SOLARTEC GAVE PST31PV, el interruptor-seccionador ABB modelo OTP16BA8MS y un fusible de 10 A en cada conductor

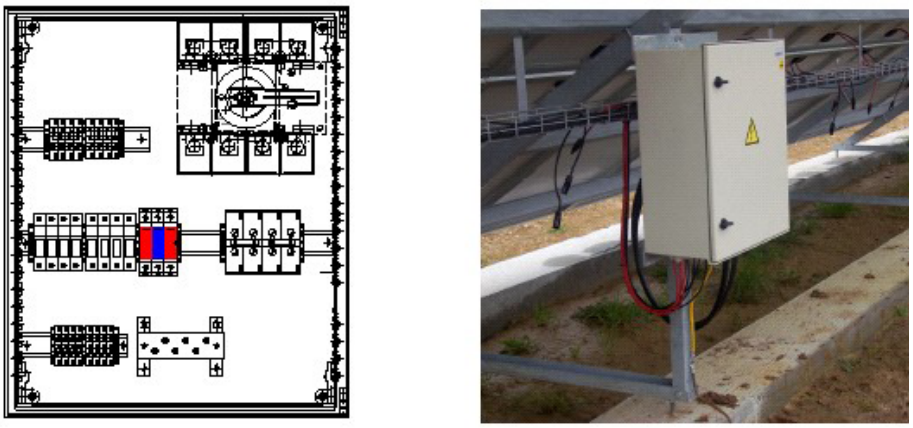


Figura 88. Caja de conexión de grupo. Fuente: DEHNguard.

Se utilizarán armarios marca FAMATEL de dimensiones 700x500x160 y grado de protección IP-30 con entrada para canalizaciones, para superficie o empotrable y cierre con llave para realizar las maniobras oportunas.

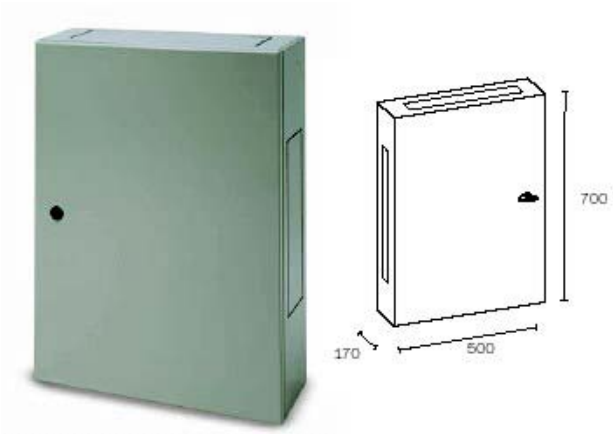


Figura 89. Caja de conexión de grupo FAMATEL 700x500x160. Fuente: FAMATEL.

8.1.3. *Caja de conexión de generador fotovoltaico → Inversor*

Este último tramo de corriente continua conecta todas las cajas de conexión de grupo del generador fotovoltaico con el inversor de la instalación, constará de dos únicos conductores, uno de polaridad positiva y otro de polaridad negativa.

Este tramo consta de los siguientes elementos de protección:

8.1.3.1. Controlador permanente de aislamiento

Los controladores permanentes de aislamiento son protecciones que se utilizan en circuitos de corriente continua para detectar posibles faltas de aislamiento de los dos conductores (positivo y negativo) contra tierra.

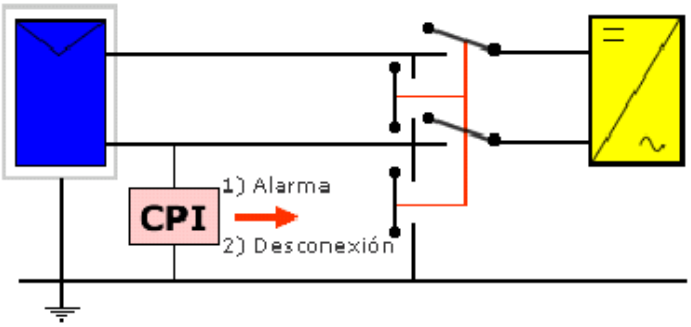


Figura 90. Esquema del controlador permanente de aislamiento. Fuente: PROAT.

El controlador permanente de aislamiento está formado por dos dispositivos; un vigilante de aislamiento y un interruptor de continua.

8.1.3.1.1. Vigilante de aislamiento

El vigilante de aislamiento realiza una medición continua del aislamiento existente entre el conductor de polaridad positiva y el conductor de polaridad negativa, es decir, mide la resistencia existente entre ambos conductores y cuando ésta es inferior a un valor determinado, manda una señal al interruptor de corriente continua.

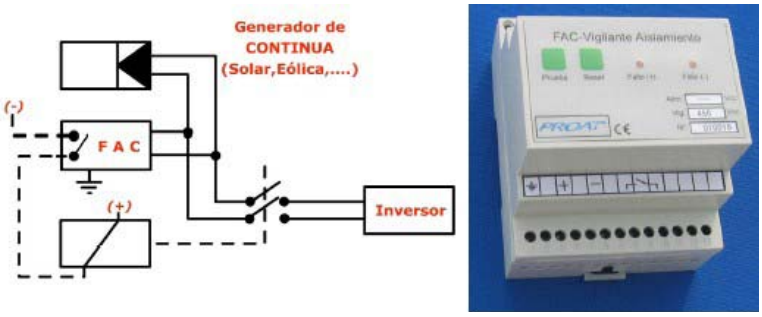


Figura 91. Vigilante de aislamiento y esquema de conexión. Fuente: PROAT.

La máxima tensión de funcionamiento que se producirá en el circuito será cuando la temperatura ambiente sea la mínima y en condiciones de circuito abierto,

8.1.3.1.1.1. *Vigilante de aislamiento para el ventanal*

Para la instalación del ventanal la máxima tensión de funcionamiento será de 686,378V. Por tanto, el vigilante de aislamiento elegido para la instalación es el modelo FAC800 de la marca PROAT cuyo margen de tensión oscila entre 500 y 800 Vcc.

8.1.3.1.1.2. *Vigilante de aislamiento para la fachada revestida*

Para la instalación de la fachada revestida la máxima tensión de funcionamiento será de 368,461 V. Por tanto, el vigilante de aislamiento elegido para la instalación es el modelo FAC450 de la marca PROAT cuyo margen de tensión oscila entre 300 y 450 Vcc.

8.1.3.1.1.3. *Vigilante de aislamiento para el lucernario*

En el caso de la instalación del lucernario la máxima tensión de funcionamiento será de 618,85 V. Por tanto, el vigilante de aislamiento elegido para la instalación es el modelo FAC800 de la marca PROAT cuyo margen de tensión oscila entre 500 y 800 Vcc.

8.1.3.1.2. Interruptor de corriente continua

El interruptor de corriente continua abre el circuito cuando recibe la orden del vigilante de aislamiento desconectando el inversor y drena la sobrecarga hacia la tierra de la instalación, de esta manera pueden prevenirse riesgos de electrocución del personal encargado de la instalación.

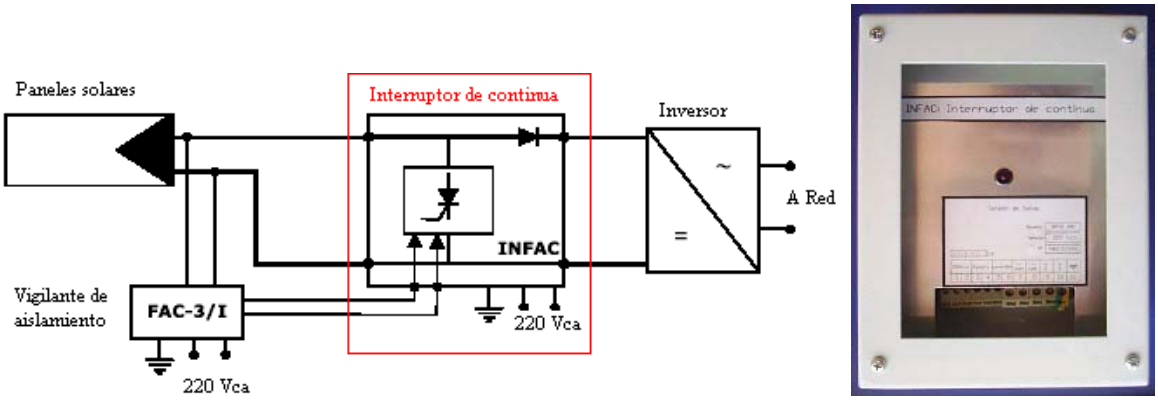


Figura 92. Interruptor de corriente continua y esquema de conexión. Fuente: PROAT.

El interruptor de corriente continua elegido para el controlador permanente de aislamiento para todas las partes de la instalación es de la marca PROAT modelo INFAC.

8.1.3.2. Interruptor magnetotérmico

Estos dispositivos son aparatos modulares con distinto número de polos: unipolares, bipolares, tripolares y tetrapolares. Tienen incorporados un disipador térmico y otro magnético, actuando sobre un dispositivo de corte la lámina bimetálica y el electroimán. Normalmente no admiten disipadores indirectos. Se fabrican con diversos sistemas de montaje, para colocación en cuadro, para montaje saliente, etc...

La maniobra se realiza con corte al aire. Para sobreintensidades pequeñas y prolongadas actúa la protección térmica y para sobreintensidades elevadas actúa la protección magnética.

Como se señaló, según la norma ITC-BT-22, todo magnetotérmico y fusible debe cumplir los siguientes requisitos:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1{,}45 \times I_Z$$

En la protección por magnetotérmico normalizado no es necesario comprobar la segunda condición ya que $I_2 = 1{,}45 \times I_Z$ y por tanto siempre se cumple, solo es necesario comprobar la primera condición.

8.1.3.2.1. *Interruptor magnetotérmico para el ventanal*

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 2,5 mm^2, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = 40 \text{ ramales} \times I_{mpp\_módulo} = 40 \text{ ramales} \times 0{,}74 \text{ A} = 29{,}6 \text{ A}$$

$$I_Z = \mathrm{I}_{\mathrm{max\_admisible}} = 45{,}5 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$29{,}6 \text{ A} \leq I_N \leq 45{,}5 \text{ A} \rightarrow I_N = 32 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizará un magnetotérmico de 32 A en la línea que une el generador fotovoltaico con el inversor.

Se ha optado por el interruptor magnetotérmico de la marca ABB serie S802PV-S, especialmente diseñado para aplicaciones fotovoltaicas, con dos polos e intensidad nominal de 32 A.

La tensión de servicio para este modelo de magnetotérmico varía dependiendo del número de polos que se conecten en serie. La tensión máxima que se puede generar a la salida del generador fotovoltaico del ventanal será 686,378 V en condiciones de circuito abierto y temperatura ambiente mínima. La tensión de servicio en corriente continua para este interruptor magnetotermico con dos polos es de 800 V, suficiente para la tensión máxima que puedan generar los módulos solares.

8.1.3.2.2. *Interruptor magnetotérmico para la fachada revestida*

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 4 mm^2, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = 4\text{ramales} \times I_{mpp\_módulo} = 4 \text{ ramales} \times 4{,}4 \text{ A} = 17{,}6 \text{ A}$$

$$I_Z = \mathrm{I}_{\mathrm{max\_admisible}} = 24{,}57 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$17{,}6 \text{ A} \leq I_N \leq 24{,}57 \text{ A} \rightarrow I_N = 20 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizará un magnetotérmico de 20 A en la línea que une el generador fotovoltaico con el inversor.

Se ha optado por el interruptor magnetotérmico de la marca ABB serie S802PV-S, especialmente diseñado para aplicaciones fotovoltaicas, con dos polos e intensidad nominal de 20 A.

La tensión máxima que se puede generar a la salida del generador fotovoltaico de la fachada revestida será 368,461 V en condiciones de circuito abierto y temperatura ambiente mínima. La tensión de servicio en corriente continua para este interruptor magnetotermico con dos polos es de 800 V, suficiente para la tensión máxima que puedan generar los módulos solares.

8.1.3.2.3. *Interruptor magnetotérmico* para el lucernario

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 2,5 mm^2, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = 2 \text{ ramales} \times I_{mpp\_módulo} = 2 \text{ ramales} \times 7 \text{ A} = 14 \text{ A}$$

$$I_Z = \mathrm{I}_{\mathrm{max\_admisible}} = 19{,}11$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$14 \text{ A} \leq I_N \leq 19{,}11 \text{ A} \rightarrow I_N = 16 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizará un magnetotérmico de 16 A en la línea que une el generador fotovoltaico con el inversor.

Se ha optado por el interruptor magnetotérmico de la marca ABB serie S802PV-S, especialmente diseñado para aplicaciones fotovoltaicas, con dos polos e intensidad nominal de 16 A.

La tensión máxima que se puede generar a la salida del generador fotovoltaico del lucernario será 618,85 V en condiciones de circuito abierto y temperatura ambiente mínima. La tensión de servicio en corriente continua para este interruptor magnetotermico con dos polos es de 800 V, suficiente para la tensión máxima que puedan generar los módulos solares.

Los equipos destinados a la protección de este último tramo de corriente continua se dispondrán en una caja de conexión de generador fotovoltaico.

En el caso del ventanal a esta caja llegarán 8 conductores de 2,5 mm^2, cinco de polaridad positiva y cinco de polaridad negativa y saldrán dos únicos conductores hacia la caseta del inversor de 10 mm^2.

En el caso de la fachada revestida a esta caja llegarán 4 conductores de 4 mm^2, dos de polaridad positiva y dos de polaridad negativa y saldrán dos únicos conductores hacia la caseta del inversor de 16 mm^2.

En el caso del lucernario a esta caja llegarán 2 conductores de 2,5 mm^2, uno de polaridad positiva y otro de polaridad negativa y saldrán dos únicos conductores hacia la caseta del inversor de 91,18 mm^2.

La caja o armario utilizado como caja de conexión de generador fotovoltaico será marca FAMATEL de dimensiones 1000x550x160 grado de protección IP-30 con entrada para canalizaciones, para superficie o empotrable y cierre con llave para realizar las maniobras oportunas.

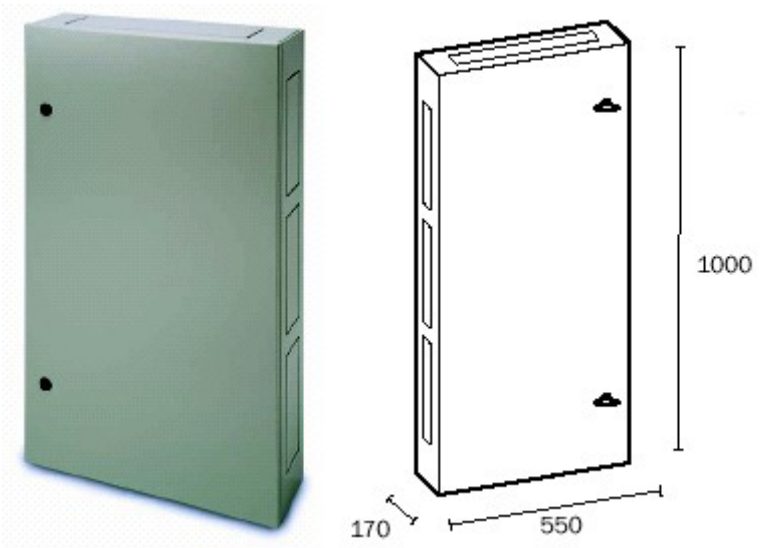


Figura 93: Caja de conexión de generador fotovoltaico FAMATEL 1000×550×160.
Fuente: FAMATEL

8.2. PROTECCIONES DE ALTERNA

Las protecciones de alterna estará ubicadas aguas abajo del inversor, para la protección de los circuitos y conexión a red de la instalación una vez sea convertida la corriente continua proveniente de los módulos solares a corriente alterna para la inyección a la red.

Las protecciones de corriente alterna se diseñarán para la protección del último tramo del circuito: Inversor → Red de baja tensión.

El sistema de protecciones de este último tramo deberá acogerse a la normativa vigente sobre la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión del artículo 11 del R.D.1663/2000 y además tener en cuenta los requisitos de conexión de la empresa propietaria de la distribución de energía eléctrica en le punto de conexión a red de la instalación fotovoltaica, en este caso Iberdrola.

El sistema de protecciones que se exige a toda instalación fotovoltaica que se conecte a la red de Iberdrola distribución depende del nivel de tensión a la que se conecta. Para instalaciones fotovoltaicas ≤ 100 kVA conectadas a la red de BT el sistema de protecciones previsto en el R.D. 1663/2000 será el que sigue:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por Iberdrola en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a Iberdrola Distribución Eléctrica en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte alterna de la instalación de acuerdo con el RBT.

- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto con un relé de enclavamiento.

- Relés de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 U_m, respectivamente) y un tiempo máximo de actuación de 0,2 segundos.

- Relé anti-isla: Los inversores incorporarán un relé anti-isla que detecte la desconexión de red en un tiempo máximo de 0,5 segundos.

Los inversores utilizados en cada parte de la instalación integran las funciones de protección de máxima y mínima tensión, máxima y mínima frecuencia y relé anti-isla por lo que las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste.

Así pues sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial, si se cumplen las condiciones en el punto 7 del artículo 11 del Real decreto1663/2000.

8.2.1. Interruptor general manual

Se trata de un interruptor magnetotérmico similar al utilizado en el tramo anterior del circuito con la diferencia que este magnetotérmico estará diseñado para funcionar con corriente alterna.

Figura 94. Interruptor magnetotérmico modular y símbolo normalizado.
Fuente: ZOLODA.

Para la elección del interruptor magnetotérmico se utilizarán las condiciones mencionadas anteriormente:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1{,}45 \times I_Z$$

Como se ha indicado en el tramo anterior, los interruptores magnetotérmicos siempre cumplen la condición $I_2 \leq 1{,}45 \times I_Z$ ya que la intensidad convencional de disparo de los interruptores magnetotérmicos siempre es $I_2 = 1{,}45 \times I_Z$, por tanto únicamente se utilizará la condición $I_B \leq I_N \leq I_Z$ para dimensionar el magnetotérmico adecuado.

Para el cálculo de la intensidad nominal del interruptor a utilizar en este tramo, es necesario calcular la corriente máxima admisible por los conductores y la corriente normal de empleo que se producirá en este tramo.

Además de las condiciones estándar que deben cumplir todos los interruptores de este tipo, el magnetotérmico utilizado en este último tramo debe tener una capacidad de corte igual o superior a la intensidad de cortocircuito que como norma defina la compañía distribuidora.

Estimamos que con una capacidad de corte mínimo de 12.5 kA se cumplen todas las posibles anomalías. Además cumple con la condición del REBT en la ICT-17 que impone un poder de corte mínimo de 4.5 KA.

8.2.1.1. *Interruptor general manual para el ventanal*

La sección de los conductores de este tramo es de 10 mm^2, por tanto la corriente máxima admisible por los conductores es $I_Z = I_{max\_admisible}$ = 54,7 A. El valor de la intensidad normal de funcionamiento que circulará por el tramo vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de 11 kW y la tensión a la cual se realizará la conexión, 400V, teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad, sustituyendo estos valores en la ecuación 31 obtenemos:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot Cos\varphi} = \frac{11000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} = 15{,}87 \text{ A}$$

El valor de la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico a utilizar será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$15{,}87 \text{ A} \leq I_N \leq 54{,}7 \text{ A}$$

El interruptor magnetotérmico tendrá una intensidad nominal de 32 A en la línea el inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión.

Se ha elegido un interruptor magnetotérmico unipolar para tensiones de 400V marca LEGRAND modelo DX-H industrial de 32 A y poder de corte 15 kA.

8.2.1.2. *Interruptor general manual para la fachada revestida*

La sección de los conductores de este tramo es de 16 mm^2, por tanto la corriente máxima admisible por los conductores es $I_Z = I_{\text{max\_admisible}}$ = 70,75 A. El valor de la intensidad normal de funcionamiento que circulará por el tramo vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de 4,6 kW y la tensión a la cual se realizará la conexión, 230 V, teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad, sustituyendo estos valores en la ecuación 32 obtenemos:

$$I = \frac{P}{U \cdot Cos\varphi} = \frac{4600}{230 \cdot 1} = 20 \text{ A}$$

El valor de la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico a utilizar será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$20 \text{ A} \leq I_N \leq 70{,}75 \text{ A}$$

El interruptor magnetotérmico tendrá una intensidad nominal de 63 A en la línea el inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión.

Se ha elegido un interruptor magnetotérmico unipolar para tensiones de 230V marca LEGRAND modelo DX-H industrial de 63 A y poder de corte 12,5 kA.

8.2.1.3. *Interruptor general manual para el lucerenario*

La sección de los conductores de este tramo es de 25 mm^2, por tanto la corriente máxima admisible por los conductores es $I_Z = I_{\text{max\_admisible}} = 91{,}18$ A. El valor de la intensidad normal de funcionamiento que circulará por el tramo vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de 6,3 kW y la tensión a la cual se realizará la conexión, 230 V, teniendo en cuenta que según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad, sustituyendo estos valores en la ecuación 32 obtenemos:

$$I = \frac{P}{U \cdot Cos\varphi} = \frac{6300}{230 \cdot 1} = 27{,}39A$$

El valor de la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico a utilizar será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$27{,}39\text{A} \leq I_N \leq 91{,}18 \text{ A}$$

El interruptor magnetotérmico tendrá una intensidad nominal de 80 A en la línea el inversor y el punto de conexión a la red de baja tensión.

Se ha elegido un interruptor magnetotérmico unipolar para tensiones de 230V marca LEGRAND modelo DX-H industrial de 80 A y poder de corte 12,5 kA.

8.2.2. Interruptor diferencial

Los interruptores diferenciales proporcionan protección a las personas contra descargas eléctricas, tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos y también protección a las instalaciones ya que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que circula por los conductores.

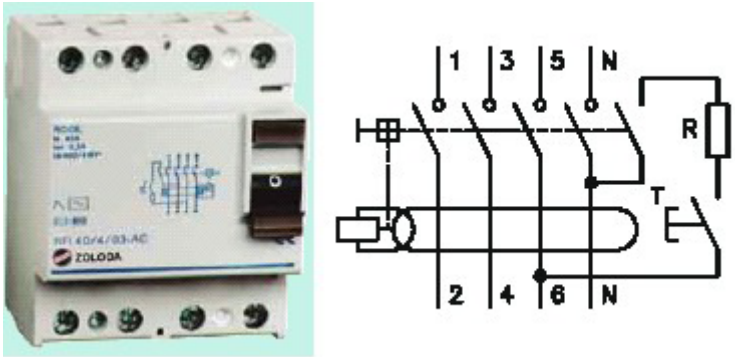


Figura 95: Interruptor diferencial tetrapolar y símbolo normalizado. Fuente: ZOLODA.

Según la norma ITC-BT-25 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, los interruptores diferenciales deben poseer una intensidad diferencial-residual máxima de 30 mA para aplicaciones domésticas y 300 mA para otras aplicaciones e intensidad asignada igual que la del interruptor general.

8.2.2.1. *Interruptor diferencial para el ventanal*

Se ha escogido un bloque bipolar diferencial de 32 A con sensibilidad de 300mA marca LEGRAND modelo DX adaptable al magnetotérmico escogido anteriormente para la instalación del ventanal.

8.2.2.2. *Interruptor diferencial para la fachada revestida*

Se ha escogido un bloque bipolar diferencial de 63 A con sensibilidad de 300mA marca LEGRAND modelo DX adaptable al magnetotérmico escogido anteriormente para la instalación de la fachada revestida.

8.2.2.3. *Interruptor diferencial para el lucernario*

Se ha escogido un bloque tetrapolar diferencial de 80 A con sensibilidad de 300mA marca LEGRAND modelo DX adaptable al magnetotérmico escogido anteriormente para la instalación del lucernario.

9. ESTUDIO ECONÓMICO.

El objetivo último de este tipo de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red es el de inyectar a la compañía eléctrica la totalidad de la energía producida.

La realización del análisis de los costes de este tipo de instalaciones conectadas a la red depende de multitud de factores tanto técnicos como ambientales y sobre todo de los factores que tienen que ver directamente con la prima y las ayudas que el estado y las instituciones públicas ofrecen por generar electricidad a partir de una fuente de energía renovable como es el sol

El análisis económico de nuestra instalación se llevará a cabo mediante la utilización de una hoja de cálculo para el estudio económico de instalaciones fotovoltaicas.

9.1 CONDICIONES INICIALES

Para la realización del estudio económico se precisan una serie de datos de partida de nuestra instalación fotovoltaica, al introducir estos datos, la hoja de cálculo nos proporciona unos datos esperados de la inversión. Además servirán para realizar el análisis de costes e ingresos que servirán de base para el análisis financiero.

Algunos de estos datos se comentarán a continuación, y todos ellos aparecen reflejados en la tabla 21.

- La potencia de la instalación total será la suma de las potencias de cada una de las tres partes:

  $P_{Instalación} = P_{Ventanal} + P_{Fachada\ revestida} + P_{Lucernario}$ = 12300 Wp+ 4900 Wp+ 6500Wp=23700 Wp

- El presupuesto de nuestra instalación total será la suma de los presupuestos de cada una de las tres partes en las que se divide. Estos presupuestos se obtendrán de las estimaciones del coste del sistema que nos proporciona la herramienta PVSYST 5.1, y que podemos encontrar en los ANEXOS 1 (Resultados del diseño preliminar para el ventanal), 6 (Resultados del diseño preliminar para la fachada revestida) y 10 (Resultados del diseño preliminar para el lucernario). La herramienta PVSYST 5.1 también nos proporciona el coste de operación y mantenimiento anual de cada una de las partes de la instalación. Todos estos costes se recogen en la tabla 20.

  Sin embargo, al ser la piscina un edificio con integración solar fotovoltaica, se sustituirán materiales de construcción por módulos fotovoltaicos. Dichos materiales de construcción suponen un coste que nos ahorramos y que debemos restar a la inversión total de nuestra instalación.

En la tabla 20 aparecen reflejados estos costes estimados según lo comentado en el apartado 4.1. "Aplicaciones de la integración solar fotovoltaica en edificios. Opciones de integración".

	VENTANAL	FACHADA REVESTIDA	LUCERNARIO	INSTALACIÓN TOTAL
COSTE DE MÓDULOS	61.074 €	22.140 €	31.056 €	114.270 €
COSTE DE SUJECCION MECÁNICA	31.320 €	4.920 €	6.067 €	42.307 €
COSTE DE INVERSOR Y CABLEADO	10.962 €	3.936 €	3.716 €	18.614 €
COSTE DE TRANSPORTE / MONTAJE	18.695 €	7.404 €	7.868 €	33.967 €
INVERSIÓN TOTAL	122.051 €	38.400 €	48.708 €	209.159 €
COSTE MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN SUSTITUIDO POR LOS MODULOS FV	58.540 €	21.640 €	29.820 €	110.000 €
INVERSIÓN TOTAL FINAL	63.511 €	16.760 €	18.888 €	99.159 €
COSTE DE MANTENIMIENTO	997 €/año	395 €/año	420 €/año	1812 €/año

Tabla 20. Costes estimados de las distintas instalaciones y de la instalación total

- Conocido el presupuesto (Inversión total final) el precio unitario se calcularía dividiendo dicho presupuesto entre la potencia de nuestra instalación.

$$\Pr ecio\_Unitario = \frac{99159€}{23700Wp} = 4{,}183\ €/\mathrm{Wp}$$

- A la hora de realizar la inversión en la placa solar, una opción muy interesante puede ser financiar la adquisición. Las ventajas de utilizar financiación ajena, además de evitar la descapitalización al no tener que desembolsar importe o tener que desembolsar importe menor, se sitúan en la deducibilidad del gasto financiero soportado.

Para nuestra instalación se ha optado por un leasing a 20 años con un tipo de interés del 4%.

- La producción específica prevista en instalación fija se obtiene dividiendo la producción del sistema entre la potencia de nuestra instalación, siendo la producción de nuestra instalación total la suma de las producciones de cada una de las tres partes, obtenidas mediante la herramienta PVSYST 5.1:

$Prod._{Instalación} = Prod._{Ventanal} + Prod._{Fachada\ revestida} + Prod._{Lucernario}$ = 15064 KWh/año+ 5634 KWh/año + 9812 KWh/año =30510 KWh/año.

Así pues:

$$\Pr oducción\_específica\_prevista = \frac{30510KWh/año}{23{,}7KWp} = 1287{,}34\,KWh/KWp$$

- Según lo visto anteriormente en el apartado 5. "Marco regulatorio: El Real Decreto 1578/2008" y tal como se puede ver en la figura 42 el valor de la tarifa a la cual se paga la energía eléctrica producida mediante energías renovables será de 29,4 c€/KWh al ser el año de la compra el 2010 y ser nuestra instalación un edificio entre 20 KW 2 MW.

DATOS DE LA INSTALACION FOTOVOLTAICA	ENTRADA DE DATOS
Año de la compra.	2010
Potencia de la instalación (Wp instalados)	23.700
Precio unitario (€uros/Wp)	4,18 €
Pagado por medios propios (Nota : Porcentaje de todo financiado - Poner al menos 0,0001)	33,68%
Comisión estudio y apertura credito.	1,00%
Gastos de constitución credito (fijos como escritura)	1.500,00
Si el credito es concedido el año anterior a la puesta en marcha 0, si es el año de la puesta en marcha 1	1
Años de carencia del credito.	-
Años de credito (Sólo considera uno de carencia si existe año 0)	20
Tipo de interes de salida	5,00%
Desgravación medioambiental 10 años (Ley : 6% en 2008, 4% en 2009, 2% en 2010. A partir de entonces 0%)	2,00%
Produción específica prevista en instalación fija (kWh año/kWp instalado)	1.287
Porcentaje de seguidor, de uno ó dos ejes (Sólo porcentaje de incremento de producción)	0,00%
Perdidas de producción estimadas (Nota : 1% resulta en 90% producción a 10 años y 80% en 20 años)	1,00%
Precio de la tarifa regulada (Aquel que se encuentre en vigor en cada momento en €uros / kWh)	0,294000
Gastos variables sobre producción (Porcentaje sobre ingresos que cubra gastos de mantenimiento, etc.)	0,00%
Años sin los gastos variables anteriores por encontrase la instalación en periodo de garantía.	-
Alquiler de terrenos, costes de operación y mantenimiento y otros gastos fijos.	1.812 €
Gastos de representación según Disp. Transitoria SEXTA apartado 2 RD 661/2007.	0,001500 €
I.P.C. estimado como media de 25 años válido para ingresos y gastos.	2,50%
Tasa de descuento (Tipo de productos a largo plazo como "Bonos del Estado" a un plazo similar a 25 años)	4,00%
Impuestos, I.R.P.F. ó I.S. (Cifra que se considere que se va a pagar)	25,00%
Años de amortizacion de la instalación.	15

Tabla 21. Datos de la instalación fotovoltaica.

DATOS ESPERADOS DE LA INVERSION		AUTOMATICO
Coste total de la instalación sin I.V.A.		99.137 €
I.V.A. de la instalación que pagaría el banco en caso de leasing.		10.520 €
I.V.A. de la instalación correspondiente al comprador por la parte de contado.		5.342 €
Coste total de la instalación (I.V.A. incluido).		114.999 €
Pagado por medios propios.	33,68%	33.384 €
Total a financiar.	66,33%	65.753 €
Cuota anual intereses más amortización.		5.276 €
Cuota mensual amortización incluida.		440 €
Intereses pagados durante la vida del crédito.		39.771 €
Gastos medios anuales.		4.193 €
Gastos medios mensuales.		349 €
Producción específica prevista anual en kWh x año / kWp instalado.		1.287
Producción total prevista anual en kWh x año.		30.502
Ingresos por producción media anual antes de impuestos.		10.242 €
Ingresos por producción media mensual antes de impuestos.		853 €
Rentabilidad media sobre inversión total antes de impuestos.		2,10%
Rentabilidad media sobre inversión de medios propios antes de impuestos.		6,24%
Porcentaje que queda libre despues de pagar impuestos.		75,00%
Valor Actual Neto (V.A.N.).		3.888 €
V.A.N. medio anual sobre inversión de medios propios.		0,47%
Años de retorno de la inversión.		24
Tasa de descuento. (media ponderada)		4,66%
Desgravación medioambiental, (según ley 35% cuota líquida)		0 €
Tasa Interna de Retorno (T.I.R.).		5,55%

Tabla 22. Datos esperados de la inversión.

9.2. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero consiste en comprobar si la instalación proyectada será lo suficientemente rentable como para llevarla a cabo. Mediante este análisis financiero se obtendrán las diferentes variables importantes para comprobar si es o no una buena inversión como son el Valor Actual Neto (*VAN*), Tasa Interna de Rentabilidad (*TIR*) y Periodo de recuperación, los cuales se explicarán a continuación.

Valor Actual Neto (VAN)

El primer criterio que se utilizará para analizar la rentabilidad de nuestra instalación fotovoltaica será el *VAN*.

El valor actualizado neto (*VAN*) de un proyecto de inversión se entiende como la suma algebraica de los valores equivalentes de todos los flujos de caja (en adelante *C.F.*, del inglés Cash Flow) parciales, actualizados al inicio del proyecto. Los flujos de cada año son las sumas anuales de los gastos y de los ingresos, pudiendo ser de cualquier signo, de tal forma que si en un año tenemos un flujo de caja negativo significaría que en ese periodo, los gastos han superado los ingresos, e inversamente, si el signo es positivo indicaría que los ingresos han superado a los gastos.

$$VAN = -Desembolso\_inicial + \frac{C.F.\_1^{er}\,año}{(1+r)} + ... + \frac{C.F.\_n.año}{(1+r)^n} \qquad \textit{Ecuación 34}$$

Por lo tanto el *VAN* nos proporciona una medida absoluta de la rentabilidad de la instalación, de modo que si se obtiene un *VAN* positivo, la instalación creará valor, pudiendo ser abordada.

Así pues, los criterios para evaluar la rentabilidad de la instalación utilizando el VAN, son los siguientes:

- Si $VAN > 0 \rightarrow$ La instalación es rentable
- Si $VAN < 0 \rightarrow$ La instalación no es rentable

Cabe destacar que cuando mayor sea el *VAN* mayor será la rentabilidad proporcionada por la instalación estudiada.

El inconveniente de un análisis de rentabilidad utilizando el *VAN* es que se tiene que fijar la tasa de interés, la cual depende de muchos factores como son el precio del dinero (índices económicos del mercado financiero), los costes de oportunidad y el riesgo que se corre al realizar la instalación solar.

En este sentido se ha establecido una tasa de interés (r) del 4% para realizar los cálculos del *VAN*.

Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

El segundo criterio utilizado para el análisis de rentabilidad de nuestra instalación será el *TIR*.

La tasa interna de rentabilidad (*TIR*) es otro criterio de valoración de rentabilidad que nos proporciona la tasa de interés que hace nulo al *VAN*, es decir nos da la tasa de interés que iguala la inversión inicial con los flujos de caja esperados durante la duración estimada de la instalación, que en nuestro caso se ha estimado de 25 años.

$$VAN = 0 \rightarrow Desembolso\_inicial = \frac{C.F.\_1^{er}\,año}{(1+r)} + ... + \frac{C.F.\_n.año}{(1+r)^n} \qquad Ecuación\ 35$$

Dicho de otro modo, el *TIR* indica cuál es la tasa de interés que se debería aplicar en una cuenta o fondo de inversión donde se invertiría la misma cantidad de dinero que la prevista para la instalación, de tal forma que al cabo de los mismos años que la duración prevista para la instalación (en nuestro caso 25 años), se obtenga los mismos beneficios.

Se dirá por lo tanto que la instalación realizada será rentable si el *TIR* obtenido es superior a la tasa de interés que se obtendría en cualquier otro tipo de inversión.
De este modo, y aplicando el actual análisis de rentabilidad, se dirá que la instalación será rentable si el *TIR* obtenido es superior a la tasa de interés aplicada al *VAN* calculado para la misma instalación.

Pay Back

El *Pay Back* es el tercer criterio que se utilizará para el análisis de rentabilidad de nuestra instalación, y lo que nos proporcionará será la duración mínima del funcionamiento de la instalación para poder recuperar la inversión realizada a través de los flujos de caja que se obtengan a lo largo del periodo considerado para el análisis de rentabilidad.

Es un método de valoración bastante simple, ya que nos proporciona la información de cuánto tiempo se tarda en recuperar la cantidad que se ha invertido en la instalación.

El inconveniente que presenta éste método es que no nos proporciona ninguna información sobre los beneficios que se podría obtener con la instalación, al igual que con el *TIR*. Una vez obtenidos los ingresos anuales por la venta de energía se realiza definitivamente el balance económico.

Para realizar el análisis financiero y poder calcular estos tres paramétros, han de conocerse los gastos de explotación y los ingresos producidos por la generación de energía eléctrica a partir de la captación de radiación solar por parte de los paneles solares, estos ingresos se obtendrán multiplicando la cantidad de energía eléctrica inyectada a la red de baja tensión por el precio al que se pagará dicha energía (en nuestro caso, 29,4 c€/KWh). En las tablas que siguen se pueden ver de forma detallada dichos gastos de explotación y los ingresos producidos así como la cuenta de resultados y la tesorería donde aparecen los valores de los parámetros citados anteriormente.

GASTOS DE EXPLOTACIÓN									
AÑO	LEASING	PRINCIPAL LEASING	INTERESES	GASTOS APERTURA CREDITO	ESCRITURA CREDITO	GASTOS VARIABLES S/PRODUCION	GASTOS VARIABLES	GASTOS DE REPRESENTACION	TOTAL GASTOS
	€	€	€	€	€	€	€	€	€
2010	65.753		0	0	0				**0**
2011	65.753	1.989	3.288	658	1.500	0	1.812	46	**7.303**
2012	63.764	2.088	3.188			0	1.857	45	**5.091**
2013	61.676	2.192	3.084			0	1.904	45	**5.032**
2014	59.484	2.302	2.974			0	1.951	44	**4.970**
2015	57.182	2.417	2.859			0	2.000	44	**4.903**
2016	54.765	2.538	2.738			0	2.050	43	**4.832**
2017	52.227	2.665	2.611			0	2.101	43	**4.756**
2018	49.562	2.798	2.478			0	2.154	43	**4.675**
2019	46.764	2.938	2.338			0	2.208	42	**4.588**
2020	43.826	3.085	2.191			0	2.263	42	**4.496**
2021	40.741	3.239	2.037			0	2.320	41	**4.398**
2022	37.502	3.401	1.875			0	2.378	41	**4.293**
2023	34.101	3.571	1.705			0	2.437	40	**4.182**
2024	30.530	3.750	1.526			0	2.498	40	**4.064**
2025	26.780	3.937	1.339			0	2.560	39	**3.939**
2026	22.843	4.134	1.142			0	2.624	39	**3.805**
2027	18.709	4.341	935			0	2.690	38	**3.664**
2028	14.368	4.558	718			0	2.757	38	**3.514**
2029	9.811	4.786	491			0	2.826	38	**3.354**
2030	5.025	5.025	251			0	2.897	37	**3.185**
2031	0	0	0			0	2.969	37	**3.006**
2032	0	0	0			0	3.043	36	**3.080**
2033	0	0	0			0	3.119	36	**3.155**
2034	0	0	0			0	3.197	35	**3.233**
2035	0	0	0			0	3.277	35	**3.312**
	TOTALES	65.753	39.771	658	1.500	0	61.894	1.007	104.829

Tabla 23. Gastos de explotación de nuestra instalación.

INGRESOS PREVISTOS DE LA INSTALACION							
AÑO	PERDIDA ESTIMADA	PERDIDA ACUMULADA	PRODUCCION ESTIMADA	COEFICIENTE REDUCTOR IPC	IPC REDUCIDO	PRECIO kWh.	INGRESOS
	%	%	Kwh.		%	€	€
2010						0,294000	0
2011			30.502	0,25%	2,25%	0,300615	9.169
2012	1,00%	-1,00%	30.197	0,25%	2,25%	0,307379	9.282
2013	1,00%	-2,00%	29.892	0,50%	2,00%	0,313526	9.372
2014	1,00%	-3,00%	29.587	0,50%	2,00%	0,319797	9.462
2015	1,00%	-4,00%	29.282	0,50%	2,00%	0,326193	9.552
2016	1,00%	-5,00%	28.977	0,50%	2,00%	0,332717	9.641
2017	1,00%	-6,00%	28.672	0,50%	2,00%	0,339371	9.730
2018	1,00%	-7,00%	28.367	0,50%	2,00%	0,346158	9.819
2019	1,00%	-8,00%	28.062	0,50%	2,00%	0,353082	9.908
2020	1,00%	-9,00%	27.757	0,50%	2,00%	0,360143	9.996
2021	1,00%	-10,00%	27.452	0,50%	2,00%	0,367346	10.084
2022	1,00%	-11,00%	27.147	0,50%	2,00%	0,374693	10.172
2023	1,00%	-12,00%	26.842	0,50%	2,00%	0,382187	10.259
2024	1,00%	-13,00%	26.537	0,50%	2,00%	0,389831	10.345
2025	1,00%	-14,00%	26.232	0,50%	2,00%	0,397627	10.430
2026	1,00%	-15,00%	25.927	0,50%	2,00%	0,405580	10.515
2027	1,00%	-16,00%	25.622	0,50%	2,00%	0,413691	10.599
2028	1,00%	-17,00%	25.317	0,50%	2,00%	0,421965	10.683
2029	1,00%	-18,00%	25.012	0,50%	2,00%	0,430405	10.765
2030	1,00%	-19,00%	24.707	0,50%	2,00%	0,439013	10.846
2031	1,00%	-20,00%	24.402	0,50%	2,00%	0,447793	10.927
2032	1,00%	-21,00%	24.097	0,50%	2,00%	0,456749	11.006
2033	1,00%	-22,00%	23.791	0,50%	2,00%	0,465884	11.084
2034	1,00%	-23,00%	23.486	0,50%	2,00%	0,475201	11.161
2035	1,00%	-24,00%	23.181	0,50%	2,00%	0,484705	11.236
		TOTALES	671.042				256.044

Tabla 24. Ingresos previstos de nuestra instalación.

CUENTA DE RESULTADOS												
AÑO	AMORTIZACION	GASTOS DE EXPLOTACION	TOTAL GASTOS	TOTAL INGRESOS	BENEFICIO	BASE IMPONIBLE IMPUESTOS	RENTABILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	CUOTA LIQUIDA IMPUESTOS	DEDUCCION MEDIO AMBIENTE	CUOTA IMPUESTOS A PAGAR	BENEFICIO DESPUES DE IMPUESTOS	RENTABILIDAD FINANCIERA
	€	€	€	€	€	€	%	€	€	€	€	%
2010		-	-	-	-	-	0,00%	-	1.983	-	-	0,00%
2011	6.609	7.303	13.912	9.169	- 4.743	- 4.743	-4,78%	-	-	-	- 4.743	-14,21%
2012	6.609	5.091	11.700	9.282	- 2.418	- 7.161	-2,44%	-	-	-	- 2.418	-7,24%
2013	6.609	5.032	11.642	9.372	- 2.270	- 9.430	-2,29%	-	-	-	- 2.270	-6,80%
2014	6.609	4.970	11.579	9.462	- 2.117	- 11.548	-2,14%	-	-	-	- 2.117	-6,34%
2015	6.609	4.903	11.512	9.552	- 1.961	- 13.508	-1,98%	-	-	-	- 1.961	-5,87%
2016	6.609	4.832	11.441	9.641	- 1.800	- 15.308	-1,82%	-	-	-	- 1.800	-5,39%
2017	6.609	4.756	11.365	9.730	- 1.634	- 16.943	-1,65%	-	-	-	- 1.634	-4,90%
2018	6.609	4.675	11.284	9.819	- 1.464	- 18.407	-1,48%	-	-	-	- 1.464	-4,39%
2019	6.609	4.588	11.197	9.908	- 1.289	- 19.696	-1,30%	-	-	-	- 1.289	-3,86%
2020	6.609	4.496	11.105	9.996	- 1.109	- 20.805	-1,12%	-	-	-	- 1.109	-3,32%
2021	6.609	4.398	11.007	10.084	- 923	- 21.727	-0,93%	-		-	- 923	-2,76%
2022	6.609	4.293	10.902	10.172	- 731	- 22.458	-0,74%	-		-	- 731	-2,19%
2023	6.609	4.182	10.791	10.259	- 533	- 22.991	-0,54%	-		-	- 533	-1,60%
2024	6.609	4.064	10.673	10.345	- 328	- 23.320	-0,33%	-		-	- 328	-0,98%
2025	6.609	3.939	10.548	10.430	- 117	- 23.437	-0,12%	-		-	- 117	-0,35%
2026	-	3.805	3.805	10.515	6.710	- 16.727	6,77%	-		-	6.710	20,10%
2027	-	3.664	3.664	10.599	6.936	- 9.791	7,00%	-		-	6.936	20,78%
2028	-	3.514	3.514	10.683	7.169	- 2.622	7,23%	-		-	7.169	21,47%
2029	-	3.354	3.354	10.765	7.411	4.789	7,48%	1.197		1.197	6.214	22,20%
2030	-	3.185	3.185	10.846	7.661	7.661	7,73%	1.915		1.915	5.746	22,95%
2031	-	3.006	3.006	10.927	7.921	7.921	7,99%	1.980		1.980	5.941	23,73%
2032	-	3.080	3.080	11.006	7.927	7.927	8,00%	1.982		1.982	5.945	23,74%
2033	-	3.155	3.155	11.084	7.929	7.929	8,00%	1.982		1.982	5.947	23,75%
2034	-	3.233	3.233	11.161	7.928	7.928	8,00%	1.982		1.982	5.946	23,75%
2035	-	3.312	3.312	11.236	7.924	7.924	7,99%	1.981		1.981	5.943	23,74%
TOTALES	99.137	104.829	203.966	256.044	52.079		2,10%	13.020	-	13.020	39.059	6,24%

Tabla 25. Cuenta de resultados de nuestra instalación.

TESORERIA										
AÑO	PRICIPAL LEASING	INTERESES	GASTOS EXPLOTACION	IMPUESTOS	TOTAL SALIDAS	TOTAL ENTRADAS	CASH FLOW TESORERIA	CASH FLOW ACTUALIZADO	PAYBACK RETORNO INVERSION	T.I.R. hasta el año 'x'
	€	€	€	€	€	€	€	€	€	%
2010	-	-	-	-	-	-	- 33.384	- 33.384	- 33.384	
2011	1.989	3.288	4.015	-	9.291	9.169	- 122	- 117	- 33.501	
2012	2.088	3.188	1.903	-	7.179	9.282	2.103	1.920	- 31.581	
2013	2.192	3.084	1.949	-	7.225	9.372	2.147	1.873	- 29.708	
2014	2.302	2.974	1.996	-	7.272	9.462	2.190	1.825	- 27.884	
2015	2.417	2.859	2.044	-	7.320	9.552	2.231	1.777	- 26.107	
2016	2.538	2.738	2.094	-	7.370	9.641	2.271	1.728	- 24.379	
2017	2.665	2.611	2.144	-	7.421	9.730	2.310	1.679	- 22.700	-17,49%
2018	2.798	2.478	2.196	-	7.473	9.819	2.347	1.630	- 21.070	-13,31%
2019	2.938	2.338	2.250	-	7.526	9.908	2.382	1.581	- 19.490	-10,07%
2020	3.085	2.191	2.305	-	7.581	9.996	2.416	1.531	- 17.958	-7,50%
2021	3.239	2.037	2.361	-	7.637	10.084	2.447	1.482	- 16.476	-5,43%
2022	3.401	1.875	2.418	-	7.694	10.172	2.477	1.434	- 15.042	-3,74%
2023	3.571	1.705	2.477	-	7.753	10.259	2.505	1.385	- 13.657	-2,35%
2024	3.750	1.526	2.538	-	7.814	10.345	2.531	1.337	- 12.320	-1,18%
2025	3.937	1.339	2.600	-	7.876	10.430	2.555	1.289	- 11.031	-0,20%
2026	4.134	1.142	2.663	-	7.939	10.515	2.576	1.242	- 9.788	0,63%
2027	4.341	935	2.728	-	8.005	10.599	2.595	1.196	- 8.593	1,34%
2028	4.558	718	2.795	-	8.071	10.683	2.611	1.150	- 7.443	1,95%
2029	4.786	491	2.864	1.197	9.337	10.765	1.428	601	- 6.842	2,24%
2030	5.025	251	2.934	1.915	10.125	10.846	721	290	- 6.552	2,38%
2031	-	-	3.006	1.980	4.986	10.927	5.941	2.281	- 4.271	3,33%
2032	-	-	3.080	1.982	5.061	11.006	5.945	2.181	- 2.090	4,07%
2033	-	-	3.155	1.982	5.137	11.084	5.947	2.085	- 6	4,66%
2034	-	-	3.233	1.982	5.215	11.161	5.946	1.991	1.986	5,14%
2035	-	-	3.312	1.981	5.293	11.236	5.943	1.902	3.888	5,55%
TOTALES	65.753	39.771	65.058	13.020	183.601	256.044	39.059	3.888		
			V.A.N. / 25 años / Inversión M.P.			0,47%	V.A.N.		3.888 €	
							T.I.R. (a 25 años)		5,55%	
							RETORNO (En años)		24	

Tabla 26. Tesorería para nuestra instalación.

A la vista de estos resultados se puede concluir lo siguiente:

Se puede observar que el valor del *VAN* para una vida de la instalación de 25 años es positivo y de valor 3888 €.

Un valor de *VAN* positivo significa que la inversión realizada en la instalación es rentable y conviene llevarla cabo. Pero conviene considerar que el comportamiento del *VAN* de la estructura de vencimientos e importes de los flujos positivos y negativos, en conjunción con la tasa de descuento aplicada, de tal modo que si bien suponemos otra tasa de descuento de menor valor que el utilizado (4%), se obtendrá otro *VAN* de cuantía menor.

Por otra parte, para la tasa interna de rentabilidad (*TIR*) se obtiene un valor de 5,55 %. Este valor es el que hace que el valor actualizado de estos flujos se iguale al valor inicial de la inversión y, consiguientemente, produce un valor actualizado (*VAN*) cero.

La tasa interna de rentabilidad o retorno siempre deberá ser superior a la tasa de interés bancario, y en el caso analizado así sucede.

Tasa de interés bancario supuesta: 4%

Tasa interna de rentabilidad: 5,55 %

En cuanto al *Pay Back* de la instalación, se observa que en los años iniciales el balance total es negativo, lo que significa que aún no hemos recuperado la inversión.

Llega un momento en el que el balance total se anula pasando de ser negativo a positivo. A este valor de tiempo se le denomina tiempo de retorno de la inversión, y para este escenario es de 24 años.

A partir de este momento la instalación estará amortizada y en los sucesivos años todo el ahorro producido será el beneficio neto producido por la misma.

10. CONCLUSIONES

El principal objetivo de este proyecto ha sido la integración de una instalación solar fotovoltaica en un edificio. Es decir, se ha realizado el diseño y el estudio de un sistema en el que los paneles solares cumplen una doble función: energética y arquitectónica.

Para la realización del proyecto se ha tomado como punto de partida la reciente aprobación del Código Técnico de la Edificación (CTE), la cual supone una gran transformación en los campos del proyecto, la construcción y la rehabilitación de edificios y entre las acciones relacionadas con la energía y el medio ambiente que incorpora el CTE destaca la obligación de instalar sistemas de energía solar térmica en todos los nuevos edificios con demanda de agua caliente sanitaria, y sistemas de energía solar fotovoltaica para producción de electricidad

Estas medidas a favor de la eficiencia energética en los edificios permitirán reducir la emisión de gases de efecto invernadero, y minimizar, por tanto, los efectos del cambio climático

Los beneficios que aporta la integración arquitectónica de la tecnología fotovoltaica son:

- Aumento de la funcionalidad de la piel del edificio o de una cubierta ya que además de sus funciones tradicionales genera energía eléctrica.

- Protección solar disminuyendo el factor solar. Así reduce la carga térmica de los edificios y los costes de refrigeración relacionados en verano.

- Sustitución de elementos de cerramiento convencionales y sistemas de protección solar. Los vidrios FV se integran directamente en las estructuras del edificio, con lo que no se necesita instalar ningún sistema de soporte adicional como en el caso de módulos FV estándar.

- A diferencia de los elementos constructivos tradicionales los elementos FV tienen tiempo de amortización. Generalmente éste es bastante más corto que su vida útil, sobre todo teniendo en cuenta los costes evitados (protección solar mecánica, refrigeración, etc...), y así generan un beneficio económico a largo plazo.

- Creación de nuevos conceptos de imagen corporativa relacionados con innovación, sostenibilidad y ecología realizables mediante múltiples y extraordinarias posibilidades de diseño arquitectónico con elementos FV modernos.

- Aumento del valor del inmueble por integrar un elemento "económicamente activo".

El edificio sobre el cual se realizará la integración fotovoltaica es una piscina edificada en Soto el real, Madrid.

Desde el punto de vista arquitectónico, se hará un rediseño desde el inicio, modificando los planos iniciales en los que se realizarán variaciones arquitectónicas en la cubierta del edificio (para optimizar la integración de la instalación) y se sustituirán elementos constructivos por módulos solares.

Desde el punto de vista eléctrico, se diseñará la instalación fotovoltaica con arreglo a la superficie disponible y se realizará un cálculo detallado del cableado y de las protecciones.

Debido al requerimiento de optimización de la producción de energía, sólo se integrarán paneles fotovoltaicos en la fachada de la cara sur y en la cubierta del edificio para que la superficie de exposición al sol sea máxima.

Dividiremos el proyecto que nos ocupa en tres partes distintas: ventanal, fachada revestida y lucernario. Los módulos fotovoltaicos elegidos para cada parte se corresponden con los módulos que se utilizan frecuentemente en la integración arquitectónica y que se han explicado con detalle en el apartado 2.3. "Módulos fotovoltaicos para su integración arquitectónica".

Se ha optado por utilizar en cada una de las tres partes que forman la instalación total, los distintos tipos de módulos y de tecnologías fotovoltaicas explicadas, con arreglo a las exigencias funcionales de cada una de las partes.

Así pues para la instalación del ventanal se ha elegido un módulo de silicio amorfo, ya que pese a su menor rendimiento de conversión fotovoltaica ofrece un nivel de transparencia muy aceptable para satisfacer la función del ventanal, que es precisamente la dejar pasar la luz natural. Estos módulos se integran dentro de la perfilería, en sustitución del vidrio convencional.

Para la instalación de la fachada revestida, se ha elegido un módulo de silicio monocristalino de alta eficiencia, para sustituir a materiales tales como mármol, granito o metal en el revestimiento de la fachada dado que gracias al sistema de montaje rápido sobre fachada, utilizando los marcos especialmente diseñados para este propósito y a la utilización de los cables con conectores rápidos de última generación, se facilita la instalación del módulo sobre la fachada. Además las dimensiones de dicho módulo son las óptimas para colocarlos en la superficie disponible en esta parte de la instalación total.

En el caso de la instalación del lucernario, el módulo fotovoltaico elegido es un módulo de doble vidrio con tecnología de silicio policristalino. Esta configuración de doble vidrio es muy utilizada para la integración en edificios, por su mayor resistencia ante cargas de viento. La otra gran ventaja de laminar las células de silicio cristalino entre dos vidrios es que el espacio que queda entre las células es transparente, lo que le confiere cierta transmisión luminosa al módulo, aspecto de vital importancia para un módulo que va a ser usado como lucernario.

Una vez seleccionado el módulo fotovoltaico a utilizar se analizarán varios escenarios en los que se variará la disposición del generador fotovoltaico, según las especificaciones de la superficie a instalar, y el número y el tamaño (potencia) de los inversores con el objetivo de maximizar la producción de energía. Para ello se utilizará la herramienta informática PVSYST 5.1.

Cada una de las partes que componen la instalación total se estudiará de forma independiente y los resultados para la instalación total serán la suma de los resultados de las tres partes.

Dado que en cada una de las tres partes, los campos solares son uniformes en cuanto a orientación, inclinación y condiciones de oscurecimiento, la tecnología de inversores más adecuada será la de configuración de inversor centralizado.

Ante la duda de si elegir un único inversor o bien varios en paralelo, la solución con el inversor único será más económica, pero en caso de que haya una avería todo el generador se caerá de la red. Con varios inversores independientes se tendrá más redundancia aunque la instalación será más cara. Teniendo en cuenta que nuestra instalación es pequeña la redundancia tiene menos importancia que en una instalación grande con lo que la solución de inversor único será en principio la más adecuada, aunque llegados a este punto, el criterio en el que nos basaremos para seleccionar la mejor opción será la producción de energía, la cual se obtendrá como resultado del proceso de simulación en el programa PVSYST 5.1.

Tras dicho proceso de simulación podemos concluir que los escenarios óptimos para cada una de las partes son:

- Ventanal: Generador fotovoltaico de 280 módulos con conexión serie-paralelo 7×40 y configuración de inversor centralizado único. Energía producida: 15064 KWh/año.

- Fachada revestida: Generador fotovoltaico de 64 módulos con conexión serie-paralelo 16×4 y configuración de inversor centralizado único. Energía producida: 5634 KWh/año.

- Lucernario: Generador fotovoltaico de 36 módulos con conexión serie-paralelo 18×2 y configuración de inversor centralizado único.Energía producida: 9812 KWh/año.

Finalmente se ha realizado un estudio económico para comprobar si la instalación proyectada será lo suficientemente rentable como para llevarla a cabo. Mediante un análisis financiero se obtendrán las diferentes variables importantes para comprobar si es o no una buena inversión como son el Valor Actual Neto (*VAN*), Tasa Interna de Rentabilidad (*TIR*) y el Periodo de recuperación.

A la hora de realizar la inversión en la placa solar, se ha optado por financiar la adquisición mediante un leasing a 20 años con un tipo de interés del 4%. Las ventajas de utilizar financiación ajena, además de evitar la descapitalización al no tener que desembolsar importe o tener que desembolsar importe menor, se sitúan en la deducibilidad del gasto financiero soportado.

A la vista de los resultados obtenidos del análisis financiero podemos ver que el valor del *VAN* para una vida de la instalación de 25 años es positivo y de valor 3888 €. Un valor de *VAN* positivo significa que la inversión realizada en la instalación es rentable y conviene llevarla cabo

Por otra parte, para la tasa interna de rentabilidad (*TIR*) se obtiene un valor de 5,55 %. Esta tasa interna de rentabilidad o retorno siempre deberá ser superior a la tasa de interés bancario, y en el caso analizado así sucede, ya que la tasa de interés bancario supuesta es del 4%.

El Periodo de recuperación para nuestra instalación es de 24 años. A partir de este momento la instalación estará amortizada y en los sucesivos años todo el ahorro producido será el beneficio neto producido por la misma. Sin embargo como la vida de nuestra instalación es de 25 años esto sólo sucederá para el último año de vida de nuestra instalación.

Así pues podemos concluir que la instalación es rentable, pero de un modo muy débil.

Esto se debe a que en las instalaciones fotovoltaicas convencionales existe la idea de producto financiero, en el que el inversor desembolsa un capital, lo amortiza y obtiene unos beneficios al cabo de un periodo de tiempo. Toda la energía generada se inyecta a red y por su venta se ingresa, según la normativa vigente una prima eléctrica, la cual es, sin duda, la verdadera subvención de la instalación, la que le hace ser un producto rentable y viable. Por el contrario, en las instalaciones en edificios con integración fotovoltaica existen otros valores que priman por encima del rendimiento económico, como pueden ser la innovación, la modernidad, la integración con el entorno, la estética, etc. La energía generada durante el día se destina o bien, a cubrir las demandas eléctricas del edificio o se inyecta directamente a la red eléctrica, como será nuestro caso. Para esta última aplicación, se percibe una prima similar a la de las instalaciones convencionales, sin embargo, al no estar diseñado el sistema en inclinación y orientación para obtener un rendimiento óptimo, el retorno de la inversión se produce en un plazo superior a las instalaciones convencionales.

ANEXO 1. CTE: DOCUMENTO BÁSICO HE DE AHORRO DE ENERGÍA. SECCIÓN HE5: CONTRIBUCIÓN FOTOVOLTAICA MÍNIMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El Código Técnico de la Edificación (CTE), aprobado por Real Decreto 314/2006 de 17 de marzo, establece las exigencias básicas que deben cumplir los edificios en relación con la seguridad y la habitabilidad. Se ha creado también el Consejo para la Sostenibilidad, Innovación y Calidad de la Edificación (Real Decreto 315/2006, de 17 de marzo). De este Consejo depende la comisión del Código Técnico de la Edificación, creada para asesorar y dar asistencia en todo lo referente a la aplicación, el desarrollo y la actualización del documento.

El CTE adapta la normativa de la construcción en España a las nuevas necesidades ambientales de la sostenibilidad. Entre sus claves destacan la exigencia de una mayor eficiencia energética y la instalación de la energía solar, tanto térmica como fotovoltaica.

El Código Técnico contiene un Documento Básico de Ahorro de Energía donde se establecen las exigencias básicas en cuanto a eficiencia energética y energías renovables que deben cumplir los nuevos edificios y los que se formen o rehabiliten. Este Documento Básico consta de varias secciones, de las cuales la HE 5 es la correspondiente a la contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica y que a continuación se expone de manera íntegra.

DOCUMENTO BÁSICO HE DE AHORRO DE ENERGÍA.
SECCIÓN HE5: CONTRIBUCIÓN FOTOVOLTAICA MÍNIMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

1 Generalidades

1.1 Ámbito de aplicación

1 Los edificios de los usos indicados, a los efectos de esta sección, en la tabla 27 incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar por procedimientos fotovoltaicos cuando superen los límites de aplicación establecidos en dicha tabla.

Tipo de uso	Límite de aplicación
Hipermercado	5.000 m^2 construidos
Multitienda y centros de ocio	3.000 m^2 construidos
Nave de almacenamiento	10.000 m^2 construidos
Administrativos	4.000 m^2 construidos
Hoteles y hostales	100 plazas
Hospitales y clínicas	100 camas
Pabellones de recintos feriales	10.000 m^2 construidos

Tabla 27. Ámbito de aplicación.

2 La potencia eléctrica mínima determinada en aplicación de exigencia básica que se desarrolla en esta Sección, podrá disminuirse o suprimirse justificadamente, en los siguientes casos:

a) cuando se cubra la producción eléctrica estimada que correspondería a la potencia mínima mediante el aprovechamiento de otras fuentes de energías renovables.

b) cuando el emplazamiento no cuente con suficiente acceso al sol por barreras externas al mismo y no se puedan aplicar soluciones alternativas.

c) en rehabilitación de edificios, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la configuración previa del edificio existente o de la normativa urbanística aplicable.

d) en edificios de nueva planta, cuando existan limitaciones no subsanables derivadas de la normativa urbanística aplicable que imposibiliten de forma evidente la disposición de la superficie de captación necesaria.

e) cuando así lo determine el órgano competente que deba dictaminar en materia de protección histórico-artística.

3 En edificios para los cuales sean de aplicación los apartados b), c), d) se justificará, en el proyecto, la inclusión de medidas o elementos alternativos que produzcan un ahorro eléctrico equivalente a la producción que se obtendría con la instalación solar mediante mejoras en instalaciones consumidoras de energía eléctrica tales como la iluminación, regulación de motores o equipos más eficientes.

1.2 Procedimiento de verificación

1 Para la aplicación de esta sección debe seguirse la secuencia que se expone a continuación:

a) Cálculo de la potencia a instalar en función de la zona climática cumpliendo lo establecido en el apartado 2.2.

b) Comprobación de que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación de las placas y a las sombras sobre ellas no superen los límites establecidos en la tabla 30.

c) Cumplimiento de las condiciones de cálculo y dimensionado del apartado 3.

d) Cumplimiento de las condiciones de mantenimiento del apartado 4.

2 Caracterización y cuantificación de las exigencias

2.1 Potencia eléctrica mínima

1 Las potencias eléctricas que se recogen tienen el carácter de mínimos pudiendo ser ampliadas voluntariamente por el promotor o como consecuencia de disposiciones dictadas por las administraciones competentes.

2.2 Determinación de la potencia a instalar

1 La potencia pico a instalar se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$P = C \cdot (A \cdot S + B) \qquad \text{Ecuación 35}$$

Siendo:

P la potencia pico a instalar [kWp].

A y B los coeficientes definidos en la tabla 28 en función del uso del edificio.

C el coeficiente definido en la tabla 29 en función de la zona climática establecida en el apartado 3.1.

S la superficie construida del edificio [m2].

Tipo de uso	A	B
Hipermercado	0,001875	-3,13
Multitienda y centros de ocio	0,004688	-7,81
Nave de almacenamiento	0,001406	-7,81
Administrativo	0,001223	1,36
Hoteles y hostales	0,003516	-7,81
Hospitales y clínicas privadas	0,000740	3,29
Pabellones de recintos feriales	0,001406	-7,81

Tabla 28. Coeficientes de uso.

Zona climática	C
I	1
II	1,1
III	1,2
IV	1,3
V	1,4

Tabla 29. Coeficiente climático.

2 En cualquier caso, la potencia pico mínima a instalar será de 6,25 kWp. El inversor tendrá una potencia mínima de 5 kW.

3 La superficie S a considerar para el caso de edificios ejecutados dentro de un mismo recinto será:

a) en el caso que se destinen a un mismo uso, la suma de la superficie de todos los edificios del recinto.

b) en el caso de distintos usos, de los establecidos en la tabla 27, dentro de un mismo edificio o recinto, se aplicarán a las superficies construidas correspondientes, la ecuación 35 aunque éstas sean inferiores al límite de aplicación indicado en la tabla 27. La potencia pico mínima a instalar será la suma de las potencias picos de cada uso, siempre que resulten positivas. Para que sea obligatoria esta exigencia, la potencia resultante debe ser superior a 6,25 kWp.

4 La disposición de los módulos se hará de tal manera que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación del sistema y a las sombras sobre el mismo sean inferiores a los límites de la tabla 30.

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 30. Pérdidas límite.

5 En la tabla 30 se consideran tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. Se considera que existe integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica. Se considera que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los captadores se realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal con en fin de favorecer la autolimpieza de los módulos. Una regla fundamental a seguir para conseguir la integración o superposición de las instalaciones solares es la de mantener, dentro de lo posible, la alineación con los ejes principales de la edificación.

6 En todos los casos se han de cumplir las tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores obtenidos con orientación e inclinación óptimos y sin sombra alguna. Se considerará como la orientación optima el sur y la inclinación óptima la latitud del lugar menos 10º.

7 Sin excepciones, se deben evaluar las pérdidas por orientación e inclinación y sombras del sistema generador de acuerdo a lo estipulado en los apartados 3.3 y 3.4.

Cuando, por razones arquitectónicas excepcionales no se pueda instalar toda la potencia exigida cumpliendo los requisitos indicados en la tabla 30, se justificará esta imposibilidad analizando las distintas alternativas de configuración del edificio y de ubicación de la instalación, debiéndose optar por aquella solución que más se aproxime a las condiciones de máxima producción.

3 Cálculo

3.1 Zonas climáticas

1 En la tabla 31 y en la figura 96 se marcan los límites de zonas homogéneas a efectos de la exigencia. Las zonas se han definido teniendo en cuenta la Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H), tomando los intervalos que se relacionan para cada una de las zonas.

Zona climática	MJ/m^2	kWh/m^2
I	H < 13,7	H < 3,8
II	13,7 ≤ H < 15,1	3,8 ≤ H <4,2
III	15,1 ≤ H < 16,6	4,2 ≤ H < 4,6
IV	16,6 ≤ H < 18,0	4,6 ≤ H < 5,0
V	H ≥ 18,0	H ≥ 5,0

Tabla 31. Radiación solar Global.

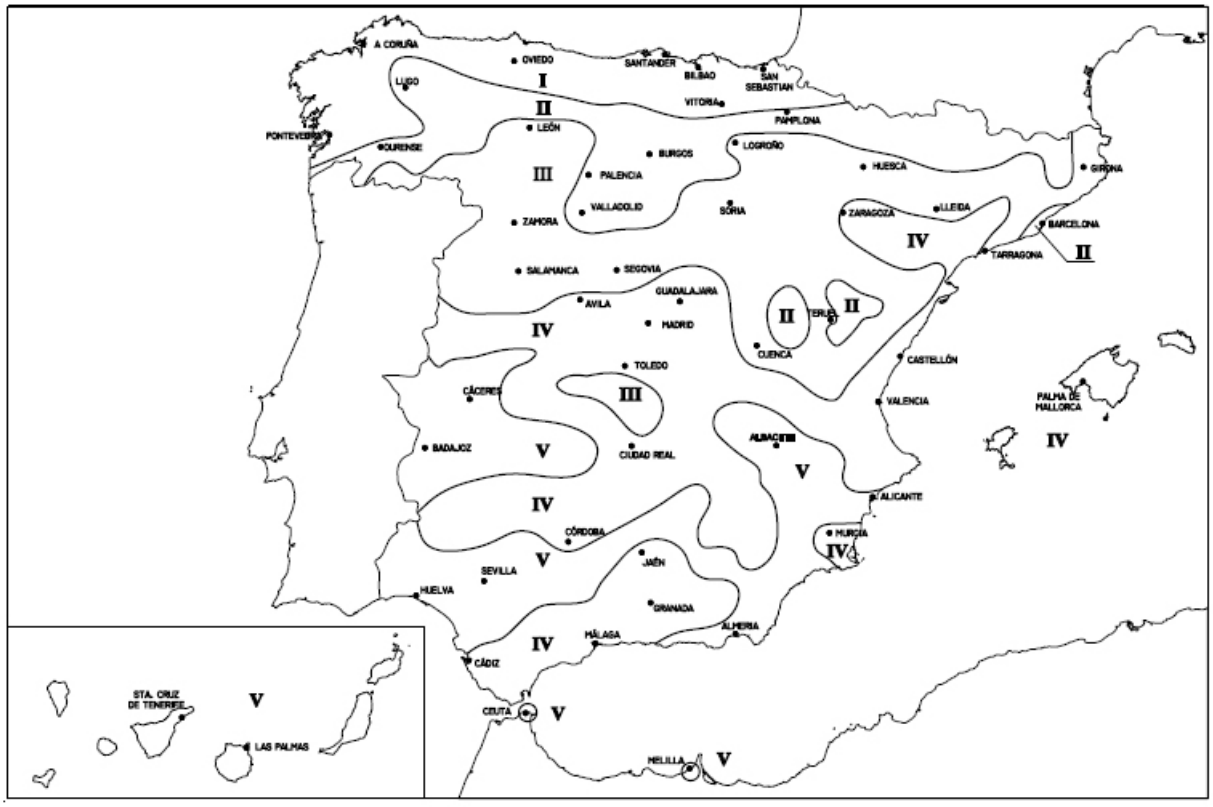


Figura 96. Zonas climáticas.

A CORUÑA	Artelxo	I
	Carballo	I
	A Coruña	I
	Ferrol	I
	Naron	I
	Oleiros	I
	Riveira	I
	Santiago de compostela	I
ALAVA	Vitoria-Gasteiz	I
ALBACETE	Albacete	V
	Almansa	V
	Hellin	V
	Villarrobledo	IV
ALICANTE	Alcoy	IV
	Alicante	V
	Benidorm	IV
	Crevillent	V
	Denia	IV
	Elche	V
	Elda	IV
	Ibi	IV
	Javea	IV
	Novelda	IV
	Orihuela	IV
	Petrer	IV
	San Vicente del Raspeig	V
	Torrevieja	V
	Villajoyosa	IV
	Villena	IV
ALMERIA	Adra	V
	Almeria	V
	El Ejido	V
	Roquetas de mar	V
ASTURIAS	Aviles	I
	Castrillon	I
	Gijón	I
	Langreo	I
	Mieres	I
	Oviedo	I
	San Martin del rey Aurelio	I
	Siero	I
AVILA	Ávila	IV
BADAJOZ	Almendralejo	V
	Badajoz	V
	Don Benito	V
	Mérida	V
	Villanueva de la Serena	V
BARCELONA	Badalona	II
	Barbera del valles	II
	Barcelona	II
	Castelldefels	II
	Cerdanyola del Valles	II
	Cornella de Llobregat	II
	Gava	II
	Granollers	III
	L'Hospitalet de Llobregat	II
	Igualada	IV
	Manresa	III
	El Masnou	II
	Mataro	II
	Mollet del Valles	II
	Montcada i	II
	El Prat de Llobregat	II
	Premia de mar	II
	Ripollet	II
	Rubi	II
	Sabadell	III
	Sant Adria de Besos	II
	Sant Boi de Llobregat	II
	Sant Cugat del Valles	II
	Sant Feliu de Llobregat	II
	Sant Joan Despi	II
	Sant Pere de Ribes	II
	Sant Vicenç dels Horts	II
	Santa Coloma de Gramenet	II
	Terrassa	III
	Vic	III
	Viladecans	II
	Vilafranca del Penedes	III
	Vilanova i la Geltru	III
BURGOS	Aranda de Duero	II
	Burgos	II
	Miranda de Ebro	II
CACERES	Cáceres	V
	Plasencia	V
CADIZ	Algeciras	IV
	Arcos de la Frontera	V
	Barbate	IV
	Cadiz	IV
	Chiclana de la frontera	IV
	Jerez de la Frontera	V
CADIZ	La Linea de la Concepción	IV
	El Puerto de Santa Maria	IV
	Puerto Real	IV
	Rota	V
	San Fernando	IV
	San Roque	IV
	Sanlucar de Barrameda	V
CANTABRIA	Camargo	I
	Santander	I
	Torrelavega	I
CASTELLON	Burriana	IV
	Castellon de la Plana	IV
	La Vall d'uixo	IV
	Vila-Real	IV
	Vinaroz	IV
CEUTA	Ceuta	V
CIUDAD REAL	Alcazar de San Juan	IV
	Ciudad Real	IV
	Puertollano	IV
	Tomelloso	IV
	Valdepeñas	IV
CORDOBA	Baena	V
	Cabra	V
	Córdoba	IV
	Lucena	V
	Montilla	V
	Priego de Córdoba	V
	Puente Genil	V
CUENCA	Cuenca	III
GIRONA	Blanes	III
	Figueres	III
	Girona	III
	Olot	II
	Salt	III
GRANADA	Almuñecar	IV
	Baza	V
	Granada	IV
	Guadix	IV
	Loja	IV
	Motril	V
GUADALAJARA	Guadalajara	IV
GUIPUZCOA	Arrasate o Mondragon	I
	Donostia-San Sebastian	I
	Elbar	I
	Errenteria	I
	Irun	I
HUELVA	Huelva	V
HUESCA	Huesca	III
ILLES BALEARS	Calvia	IV
	Ciutadella de Menorca	IV
	Elvissa	IV
	Inca	IV

Tabla 32. Zonas climáticas.

	Llucmajor	IV
	Mahon	IV
	Manacor	IV
	Palma de	IV
	Santa Eulalia del Rio	IV
JAEN	Alcalá la Real	IV
	Andujar	V
	Jaén	IV
	Linares	V
	Martos	IV
	Úbeda	V
LA RIOJA	Logroño	II
LAS PALMAS	Arrecife	V
	Arucas	V
	Galdar	V
	Ingenio	V
	Las Palmas de Gran Canaria	V
	San Bartolome de Tirajana	V
	Santa Lucia	V
	Teide	V
LEON	León	III
	Ponferrada	II
	San Andres del Rabanedo	III
LUGO	Lugo	II
LLEIDA	Lleida	III
MADRID	Alcalá de	IV
	Alcobendas	IV
	Alcorcón	IV
	Aranjuez	IV
	Arganda del Rey	IV
	Colmenar Viejo	IV
	Collado Villalba	IV
	Coslada	IV
	Fuenlabrada	IV
	Getafe	IV
	Leganes	IV
	Madrid	IV
	Majadahonda	IV
	Mostoles	IV
	Parla	IV
	Pinto	IV
	Pozuelo de Alarcon	IV
	Rivas-Vaciamadrid	IV
	Las Rozas de Madrid	IV
MADRID	San Fernando de Henares	IV
	San Sebastian de los Reyes	IV
	Torrejon de Ardoz	IV
	Tres Cantos	IV
	Valdemoro	IV

MALAGA	Antequera	IV
	Benalmadena	IV
	Estepona	IV
	Fuengirola	IV
	Malaga	IV
	Marbella	IV
	Mijas	IV
	Rincón de la Victoria	IV
	Ronda	IV
	Torremolinos	IV
	Velez-Malaga	IV
MELILLA	Melilla	V
MURCIA	Águilas	V
	Alcantarilla	IV
	Caravaca de la Cruz	V
	Cartagena	IV
	Cieza	V
	Jumilla	V
	Lorca	V
	Molina de Segura	V
	Murcia	IV
	Torre-Pacheco	IV
	Totana	V
	Yecla	V
NAVARRA	Barañain	II
	Pamplona	II
	Tudela	III
OURENSE	Ourense	II
PALENCIA	Palencia	II
PONTEVEDRA	Cangas	I
	A Estrada	I
	Laiin	I
	Marin	I
	Pontevedra	I
	Redondela	I
	Vigo	I
	Vilagarcia de Arousa	I
SALAMANCA	Salamanca	III
SANTA CRUZ DE TENERIFE	Arona	V
	Icod de los Vinos	V
	La Orotava	V
	Puerto de la Cruz	V
	Los Realejos	V
SANTA CRUZ DE TENERIFE	San Cristobal de	V
	Santa Cruz de Tenerife	V
	Tacoronte	V
SEGOVIA	Segovia	III
SEVILLA	Alcala de Guadaira	V
	Camas	V
	Carmona	V
	Coria del Rio	V
	Dos Hermanas	V

	Ecija	V
	Lebrija	V
	Mairena del Aljarafe	V
	Morón de la Frontera	V
	Los Palacios y Villafranca	V
	La Rinconada	V
	San Juan de Aznalfarache	V
	Sevilla	V
	Utrera	V
SORIA	Soria	III
TARRAGONA	Reus	IV
	Tarragona	III
	Tortosa	III
	Valls	IV
	El Vendrell	III
TERUEL	Teruel	III
TOLEDO	Talavera de la Reina	IV
	Toledo	IV
VALENCIA	Alaquas	IV
	Aldaia	IV
	Algemesi	IV
	Alzira	IV
	Burjassot	IV
	Carcaixent	IV
	Catarroja	IV
	Cullera	IV
	Gandia	IV
	Manises	IV
	Mislata	IV
	Oliva	IV
	Ontinyent	IV
	Paterna	IV
	Quart de poblet	IV
	Sagunto	IV
	Sueca	IV
	Torrent	IV
	Valencia	IV
	Xativa	IV
	Xirivella	IV
VALLADOLID	Medina del Campo	III
	Valladolid	II
VIZCAYA	Barakaldo	I
	Basauri	I
	Bilbao	I
	Durango	I
	Erandio	I
	Galdakao	I
	Getxo	I
	Ieioa	I
	Portugalete	I
	Santurtzi	I
	Sestao	I
ZAMORA	Zamora	III
ZARAGOZA	Zaragoza	IV

Tabla 32. Zonas climáticas (continuación).

3.2 Condiciones generales de la instalación

3.2.1 Definición

1 Una instalación solar fotovoltaica conectada a red está constituida por un conjunto de componentes encargados de realizar las funciones de captar la radiación solar, generando energía eléctrica en forma de corriente continua y adaptarla a las características que la hagan utilizable por los consumidores conectados a la red de distribución de corriente alterna. Este tipo de instalaciones fotovoltaicas trabajan en paralelo con el resto de los sistemas de generación que suministran a la red de distribución.

2 Los sistemas que conforman la instalación solar fotovoltaica conectada a la red son los siguientes:

a) sistema generador fotovoltaico, compuesto de módulos que a su vez contienen un conjunto elementos semiconductores conectados entre si, denominados células, y que transforman la energía solar en energía eléctrica.

b) inversor que transforma la corriente continua producida por los módulos en corriente alterna de las mismas características que la de la red eléctrica.

c) conjunto de protecciones, elementos de seguridad, de maniobra, de medida y auxiliares.

3 Se entiende por potencia pico o potencia máxima del generador aquella que puede entregar el módulo en las condiciones estándares de medida. Estas condiciones se definen del modo siguiente:

a) irradiancia 1000 W/m2;

b) distribución espectral AM 1,5 G;

c) incidencia normal;

d) temperatura de la célula 25 ºC.

3.2.2 Condiciones generales

1 Para instalaciones conectadas, aún en el caso de que éstas no se realicen en un punto de conexión de la compañía de distribución, serán de aplicación las condiciones técnicas que procedan del RD 1663/2000, así como todos aquellos aspectos aplicables de la legislación vigente.

3.2.3 Criterios generales de cálculo

3.2.3.1 Sistema generador fotovoltaico

1 Todos los módulos deben satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215:1997 para módulos de silicio cristalino o UNE-EN 61646:1997 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio acreditado por las entidades nacionales de acreditación reconocidas por la Red Europea de Acreditación (EA) o por el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, demostrado mediante la presentación del certificado correspondiente.

2 En el caso excepcional en el cual no se disponga de módulos cualificados por un laboratorio según lo indicado en el apartado anterior, se deben someter éstos a las pruebas y ensayos necesarios de acuerdo a la aplicación específica según el uso y condiciones de montaje en las que se vayan a utilizar, realizándose las pruebas que a criterio de alguno de los laboratorios antes indicados sean necesarias, otorgándose el certificado específico correspondiente.

3 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre ó logotipo del fabricante, potencia pico, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

4 Los módulos serán Clase II y tendrán un grado de protección mínimo IP65. Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

5 Las exigencias del Código Técnico de la Edificación relativas a seguridad estructural serán de aplicación a la estructura soporte de módulos.

6 El cálculo y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos permitirá las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante. La estructura se realizará teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

7 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

8 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, la estructura y la estanqueidad entre módulos se ajustará a las exigencias indicadas en la parte correspondiente del Código Técnico de la Edificación y demás normativa de aplicación.

3.2.3.2 Inversor

1 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.

2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

a) principio de funcionamiento: fuente de corriente.
b) autoconmutado.
c) seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
d) no funcionará en isla o modo aislado.

3 La potencia del inversor será como mínimo el 80% de la potencia pico real del generador fotovoltaico.

3.2.3.3 Protecciones y elementos de seguridad

1 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico, de modo que cumplan las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética.

2 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente. En particular, se usará en la parte de corriente continua de la instalación protección Clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de un emplazamiento accesible. Los materiales situados a la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP65.

3 La instalación debe permitir la desconexión y seccionamiento del inversor, tanto en la parte de corriente continua como en la de corriente alterna, para facilitar las tareas de mantenimiento.

3.3 Cálculo de las pérdidas por orientación e inclinación

3.3.1 Introducción

1 El objeto de este apartado es determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles.

2 Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

a) ángulo de inclinación, β definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0 para módulos horizontales y 90º para verticales.

b) ángulo de acimut, α definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0º para módulos orientados al sur, -90º para módulos orientados al este y +90º para módulos orientados al oeste.

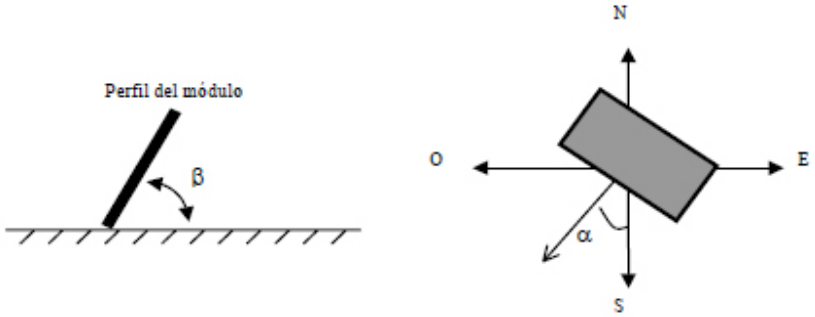


Figura 97. Orientación e inclinación de los módulos.

3.3.2 Procedimiento

1 Determinado el ángulo de acimut del captador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas. Para ello se utilizará la figura 98, válida para una la latitud (φ) de 41º, de la siguiente forma:

a) conocido el acimut, determinamos en la figura 98 los límites para la inclinación en el caso (φ) = 41º. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10%, para superposición del 20% y para integración arquitectónica del 40%. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de acimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

b) si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud (φ) = 41º y se corrigen de acuerdo a lo indicado a continuación.

2 Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41º, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

a) inclinación máxima = inclinación (φ = 41º) – (41º - latitud).

b) inclinación mínima = inclinación (φ = 41º) – (41º-latitud); siendo 5º su valor mínimo.

3 En casos cerca del límite y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

Pérdidas (%) = 100 · [1,2·10−4 ·(β − φ + 10)2 + 3,5·10−5 α2] para 15º < β < 90º

Pérdidas (%) = 100 · [1,2·10−4 ·(β − φ +10)2] para β ≤ 15º

Nota: α, β, φ se expresan en grados sexagesimales, siendo φ la latitud del lugar.

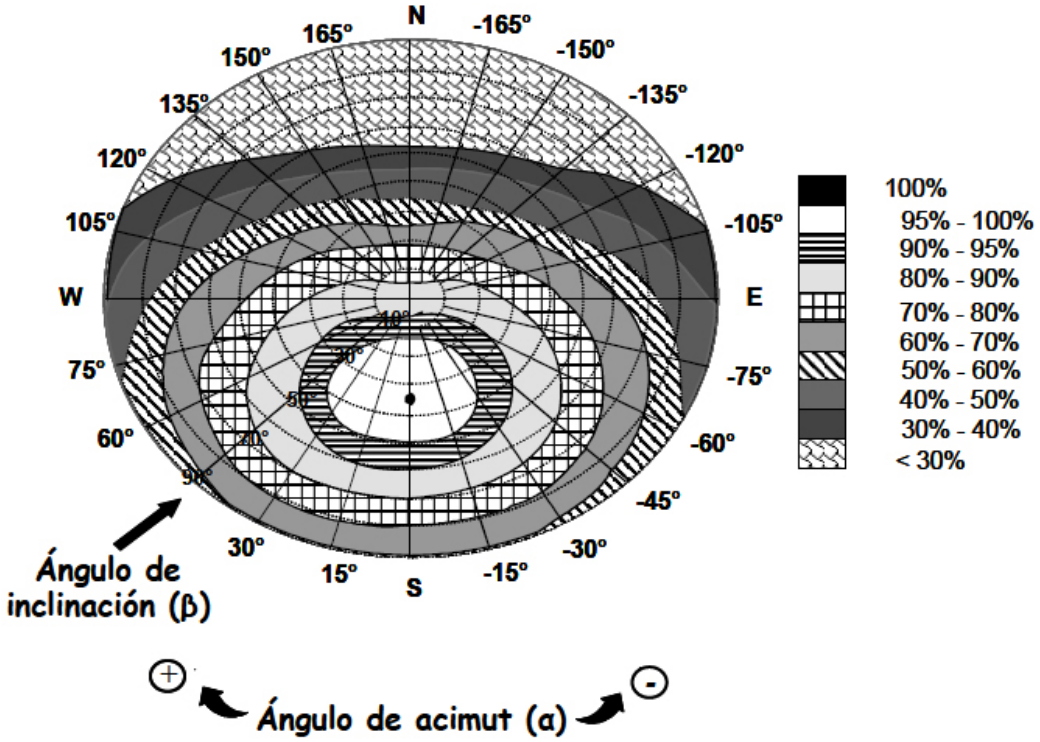


Figura 98. Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.

3.4 Cálculo de pérdidas de radiación solar por sombras

3.4.1 Introducción

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

3.4.2 Procedimiento

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

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

b) Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 99, en el que se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12º en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2, ..., D14).

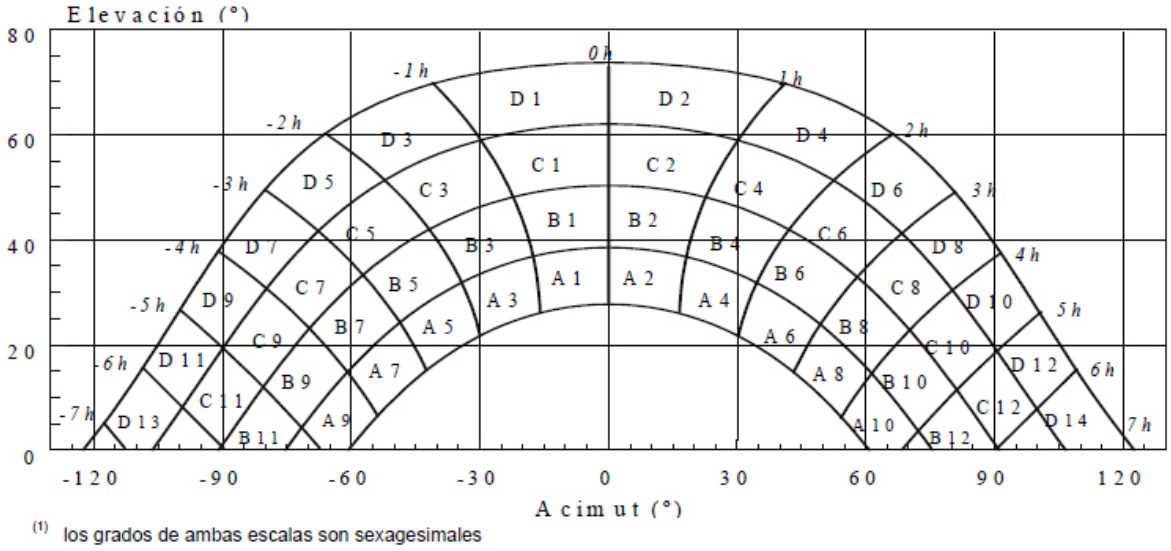


Figura 99. Diagrama de trayectorias del sol.

2 Cada una de las porciones de la figura 99 representa el recorrido del sol en un cierto periodo de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquélla que resulte interceptada por el obstáculo. Debe escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en el apéndice B de tablas de referencia.

3 Las tablas incluidas en este apéndice se refieren a distintas superficies caracterizadas por sus ángulos de inclinación y orientación (β y α, respectivamente). Debe escogerse aquélla que resulte más parecida a la superficie en estudio. Los números que figuran en cada casilla se corresponden con el porcentaje de irradiación solar global anual que se perdería si la porción correspondiente resultase interceptada por un obstáculo.

4 La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

4 Mantenimiento

1 Para englobar las operaciones necesarias durante la vida de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma, se definen dos escalones complementarios de actuación:

a) plan de vigilancia;
b) plan de mantenimiento preventivo.

4.1 Plan de vigilancia

1 El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación son correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales (energía, tensión etc.) para verificar el correcto funcionamiento de la instalación, incluyendo la limpieza de los módulos en el caso de que sea necesario.

4.2 Plan de mantenimiento preventivo

1 Son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

2 El plan de mantenimiento debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar fotovoltaica y las instalaciones eléctricas en general. La instalación tendrá un libro e mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas así como el mantenimiento correctivo.

3 El mantenimiento preventivo ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles ó desgastados por el uso, necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.

4 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una revisión semestral en la que se realizarán las siguientes actividades:

a) comprobación de las protecciones eléctricas.
b) comprobación del estado de los módulos: comprobar la situación respecto al proyecto original y verificar el estado de las conexiones.
c) comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
d) comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

Apéndice A : Terminología

Célula solar o fotovoltaica: dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Cerramiento: función que realizan los módulos que constituyen el tejado o la fachada de la construcción arquitectónica, debiendo garantizar la debida estanqueidad y aislamiento térmico.

Elementos de sombreado: módulos fotovoltaicos que protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.

Fuente de corriente: sistema de funcionamiento del inversor, mediante el cual se produce una inyección de corriente alterna a la red de distribución de la compañía eléctrica.

Funcionamiento en isla o modo aislado: cuando el inversor sigue funcionando e inyectando energía a la red aún cuando en ésta no hay tensión.

Generador fotovoltaico: asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Instalación solar fotovoltaica: aquella que dispone de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio.

Integración arquitectónica de módulos fotovoltaicos: módulos fotovoltaicos que cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica.

Interruptor: dispositivo de seguridad y maniobra.

Irradiación solar: energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Se mide en kWh/m^2.

Irradiancia solar: potencia radiante incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en kW/m^2.

Módulo o panel fotovoltaico: conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Perdidas por inclinación: cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de no tener la inclinación óptima.

Perdidas por orientación: cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de no tener la orientación óptima.

Perdidas por sombras: cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de la existencia de sombras sobre el mismo en algún momento del día.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

Potencia nominal del generador: suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Radiación Solar Global media diaria anual: energía procedente del sol que llega a una determinada superficie (global), tomando el valor anual como suma de valores medios diarios.

Radiación solar: energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

Rama fotovoltaica: subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Superposición de módulos fotovoltaicos: módulos fotovoltaicos que se colocan paralelos a la envolvente del edificio sin la doble funcionalidad definida en la integración arquitectónica. No obstante no se consideran los módulos horizontales.

Apéndice B: Tablas de referencia

	β=35º ; α=0º				β=0º ; α=0º				β=90º ; α=0º				β=35º ; α=30º			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,01	0,12	0,44	0,00	0,01	0,18	1,05	0,00	0,01	0,02	0,15	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,13	0,41	0,62	1,49	0,05	0,32	0,70	2,23	0,23	0,50	0,37	0,10	0,02	0,10	0,19	0,56
7	1,00	0,95	1,27	2,76	0,52	0,77	1,32	3,56	1,66	1,06	0,93	0,78	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,84	1,50	1,83	3,87	1,11	1,26	1,85	4,66	2,76	1,62	1,43	1,68	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,70	1,88	2,21	4,67	1,75	1,60	2,20	5,44	3,83	2,00	1,77	2,36	2,24	1,60	1,92	4,14
1	3,17	2,12	2,43	5,04	2,10	1,81	2,40	5,78	4,36	2,23	1,98	2,69	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,17	2,12	2,33	4,99	2,11	1,80	2,30	5,73	4,40	2,23	1,91	2,66	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,70	1,89	2,01	4,46	1,75	1,61	2,00	5,19	3,82	2,01	1,62	2,26	2,93	2,08	2,23	5,02
6	1,79	1,51	1,65	3,63	1,09	1,26	1,65	4,37	2,68	1,62	1,30	1,58	2,14	1,82	2,00	4,46
8	0,98	0,99	1,08	2,55	0,51	0,82	1,11	3,28	1,62	1,09	0,79	0,74	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,11	0,42	0,52	1,33	0,05	0,33	0,57	1,98	0,19	0,49	0,32	0,10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,02	0,10	0,40	0,00	0,02	0,15	0,96	0,00	0,02	0,02	0,13	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	0,00	0,00	0,22

Tabla 33.

	β=90º ; α=30º				β=35º ; α=60º				β=90º ; α=60º				β=35º ; α= -30º			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,10	0,00	0,00	0,33	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,00	0,00	0,43	0,00	0,00	0,00	0,22
11	0,06	0,01	0,15	0,51	0,00	0,00	0,08	0,16	0,00	0,01	0,27	0,78	0,00	0,03	0,37	1,26
9	0,56	0,06	0,14	0,43	0,02	0,04	0,04	0,02	0,09	0,21	0,33	0,76	0,21	0,70	1,05	2,50
7	1,80	0,04	0,07	0,31	0,02	0,13	0,31	1,02	0,21	0,18	0,27	0,70	1,34	1,28	1,73	3,79
5	3,06	0,55	0,22	0,11	0,64	0,68	0,97	2,39	0,10	0,11	0,21	0,52	2,17	1,79	2,21	4,70
3	4,14	1,16	0,87	0,67	1,55	1,24	1,59	3,70	0,45	0,03	0,05	0,25	2,90	2,05	2,43	5,20
1	4,87	1,73	1,49	1,86	2,35	1,74	2,12	4,73	1,73	0,80	0,62	0,55	3,12	2,13	2,47	5,20
2	5,20	2,15	1,88	2,79	2,85	2,05	2,38	5,40	2,91	1,56	1,42	2,26	2,88	1,96	2,19	4,77
4	5,02	2,34	2,02	3,29	2,86	2,14	2,37	5,53	3,59	2,13	1,97	3,60	2,22	1,60	1,73	3,91
6	4,46	2,28	2,05	3,36	2,24	2,00	2,27	5,25	3,35	2,43	2,37	4,45	1,27	1,11	1,25	2,84
8	3,54	1,92	1,71	2,98	1,51	1,61	1,81	4,49	2,67	2,35	2,28	4,65	0,52	0,57	0,65	1,64
10	2,26	1,19	1,19	2,12	0,23	0,94	1,20	3,18	0,47	1,64	1,82	3,95	0,02	0,10	0,15	0,50
12	1,17	0,12	0,53	1,22	0,00	0,09	0,52	1,96	0,00	0,19	0,97	2,93	0,00	0,00	0,03	0,05
14	0,22	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,55	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,08

Tabla 34.

	β=90° ; α= -30°				β=35° ; α= -60°				β=90° ; α= -60°			
	A	B	C	D	A	B	C	D	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,24	0,00	0,00	0,00	0,56	0,00	0,00	0,00	1,01
11	0,00	0,05	0,60	1,28	0,00	0,04	0,60	2,09	0,00	0,08	1,10	3,08
9	0,43	1,17	1,38	2,30	0,27	0,91	1,42	3,49	0,55	1,60	2,11	4,28
7	2,42	1,82	1,98	3,15	1,51	1,51	2,10	4,76	2,66	2,19	2,61	4,89
5	3,43	2,24	2,24	3,51	2,25	1,95	2,48	5,48	3,36	2,37	2,56	4,61
3	4,12	2,29	2,18	3,38	2,80	2,08	2,56	5,68	3,49	2,06	2,10	3,67
1	4,05	2,11	1,93	2,77	2,78	2,01	2,43	5,34	2,81	1,52	1,44	2,22
2	3,45	1,71	1,41	1,81	2,32	1,70	2,00	4,59	1,69	0,78	0,58	0,53
4	2,43	1,14	0,79	0,64	1,52	1,22	1,42	3,46	0,44	0,03	0,05	0,24
6	1,24	0,54	0,20	0,11	0,62	0,67	0,85	2,20	0,10	0,13	0,19	0,48
8	0,40	0,03	0,06	0,31	0,02	0,14	0,26	0,92	0,22	0,18	0,26	0,69
10	0,01	0,06	0,12	0,39	0,02	0,04	0,03	0,02	0,08	0,21	0,28	0,68
12	0,00	0,01	0,13	0,45	0,00	0,01	0,07	0,14	0,00	0,02	0,24	0,67
14	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	0,00	0,36

Tabla 35.

Apéndice C: Normas de referencia

Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

UNE EN 61215:1997 "Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo".

UNE EN 61646:1997 "Módulos fotovoltaicos (FV) de lámina delgada para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación tipo".

Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

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.

Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Real Decreto 841/2002 de 2 de agosto por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Real Decreto 1433/2002 de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.

ANEXO 2. RESULTADOS DEL DISEÑO PRELIMINAR PARA EL VENTANAL

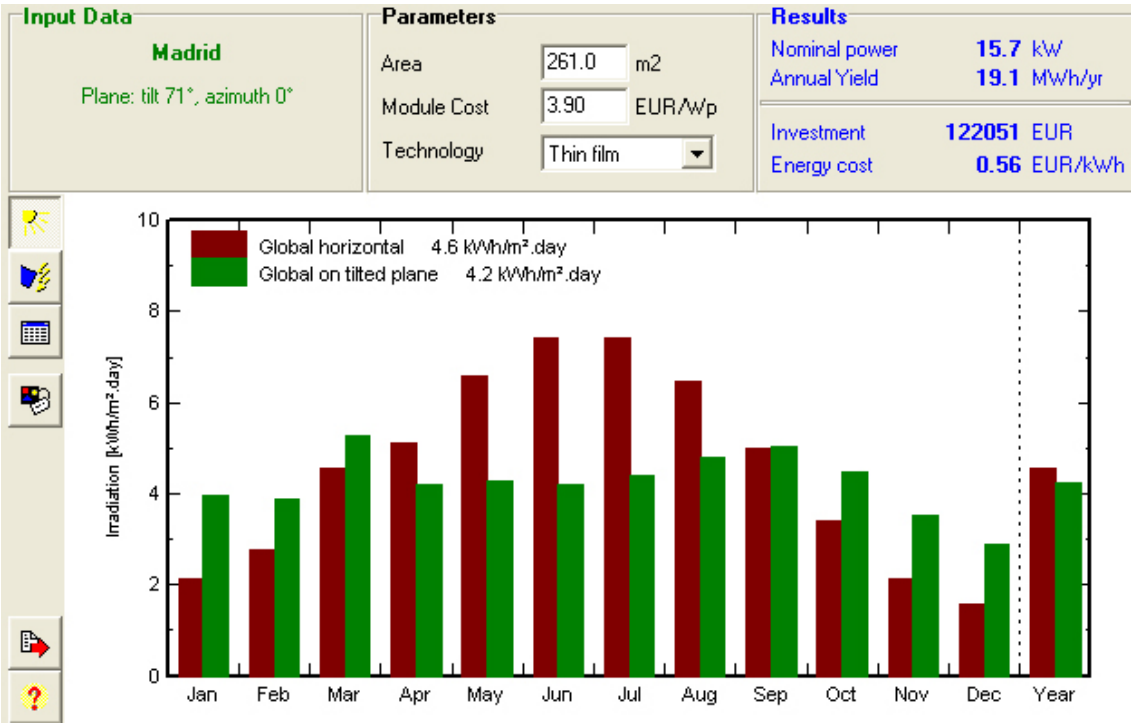


Figura 100. Irradiación global horizontal e irradiación global en el módulo inclinado para el ventanal. Fuente: PVSYST.

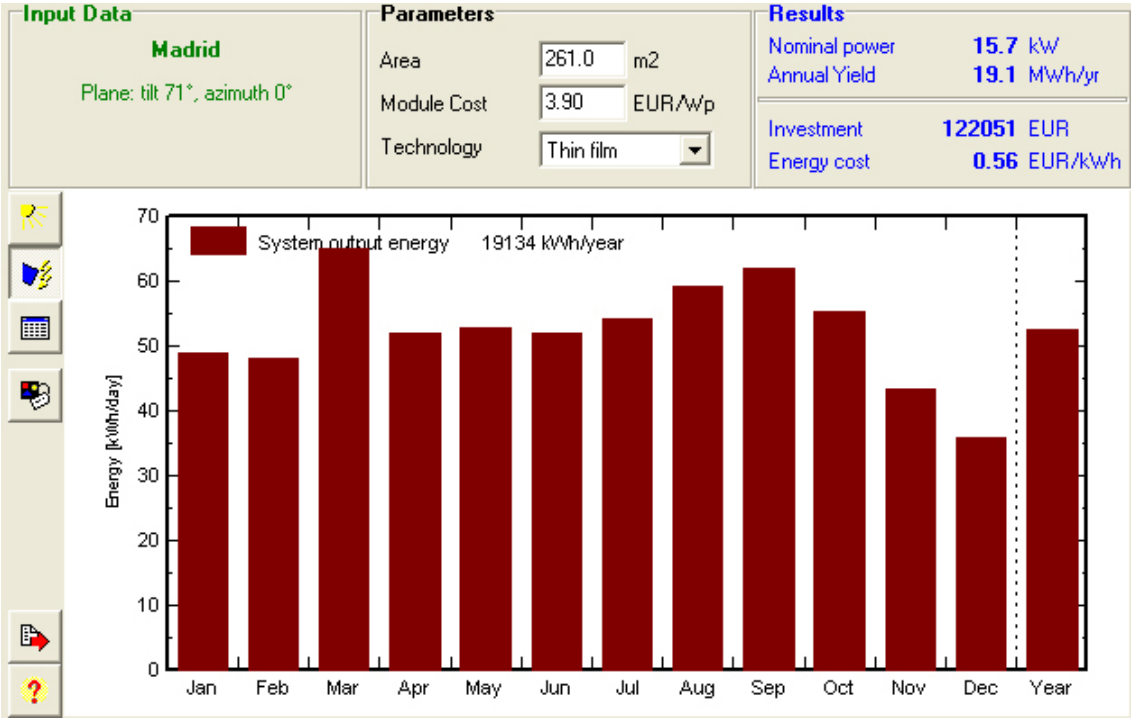


Figura 101. Energía de salida para el ventanal. Fuente:PVSYST.

Input Data

Madrid

Plane: tilt 71°, azimuth 0°

Parameters

Area 261.0 m2

Module Cost 3.90 EUR/Wp

Technology Thin film

Results

Nominal power **15.7** kW

Annual Yield **19.1** MWh/yr

Investment **122051** EUR

Energy cost **0.56** EUR/kWh

	Gl. horiz. kWh/m².day	Coll. Plane kWh/m².day	System output kWh/day	System output kWh
Jan.	2.13	3.96	48.94	1517
Feb.	2.75	3.90	48.12	1347
Mar.	4.55	5.27	65.07	2017
Apr.	5.10	4.22	52.06	1562
May	6.58	4.27	52.73	1634
June	7.43	4.20	51.84	1555
July	7.42	4.39	54.25	1682
Aug.	6.48	4.80	59.27	1837
Sep.	5.00	5.02	61.96	1859
Oct.	3.39	4.48	55.31	1715
Nov.	2.13	3.52	43.41	1302
Dec.	1.58	2.89	35.68	1106
Year	4.55	4.25	52.42	19134

Figura 102. Tabla con los resultados mensuales principales del sistema para el ventanal. Fuente: PVSYST.

Input Data

Madrid

Plane: tilt 71°, azimuth 0°

Parameters

Area 261.0 m2

Module Cost 3.90 EUR/Wp

Technology Thin film

Results

Nominal power **15.7** kW

Annual Yield **19.1** MWh/yr

Investment **122051** EUR

Energy cost **0.56** EUR/kWh

Economic gross evaluation (excluding taxes and subsidies)

Module cost	61074	EUR
Supports cost	31320	EUR
Inverter and wiring	10962	EUR
Transport/Mounting	18695	EUR
Total investment	**122051**	**EUR**
Annuities	9794	EUR/yr
Maintenance costs	997	EUR/yr
Total Yearly cost	**10791**	**EUR/yr**
Energy cost	**0.56**	**EUR/kWh**

These values should only be considered as an order of magnitude. More precise evaluations will be available with detailed simulation.

Currency

Europa - EU EUR

Rates

Loan

Duration 20 years

Rate 5.0 %

Ann. factor : 0.080

Edit cost

Figura 103. Estimación del coste del sistema para el ventanal. Fuente: PVSYST.

ANEXO 3. MÓDULO MSK CORPORATION, MST-44T1013UT

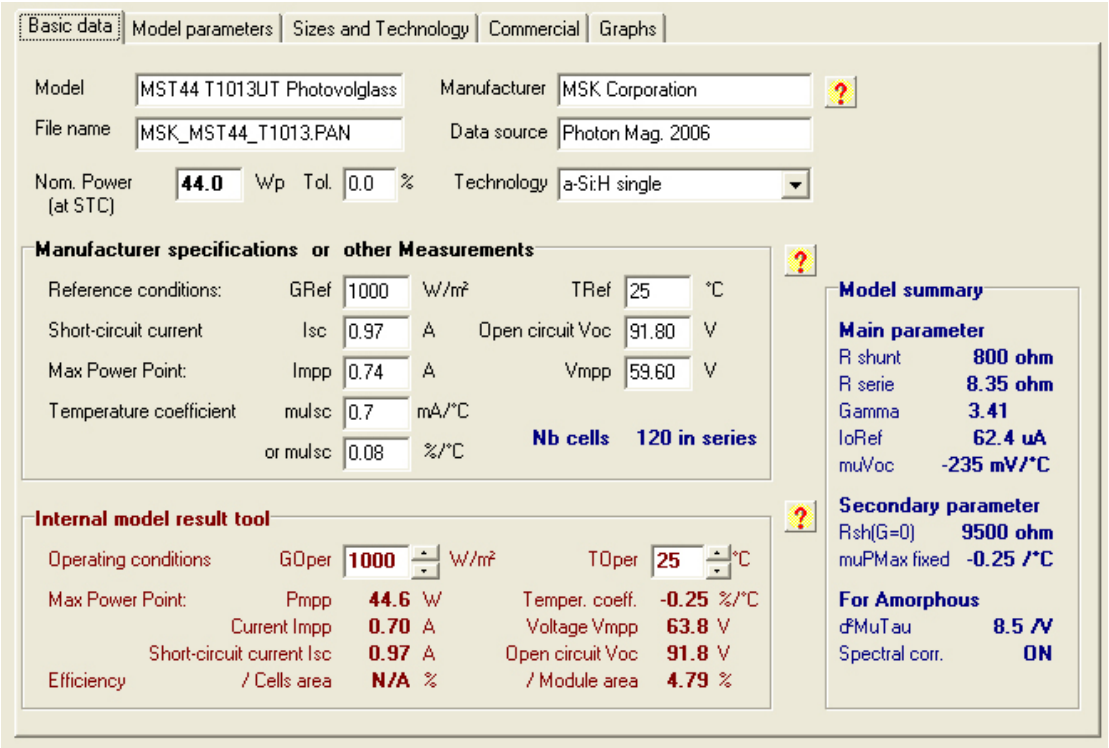


Figura 104. Datos básicos del módulo MSK Corporation MST-44T1013UT. Fuente: PVSYST.

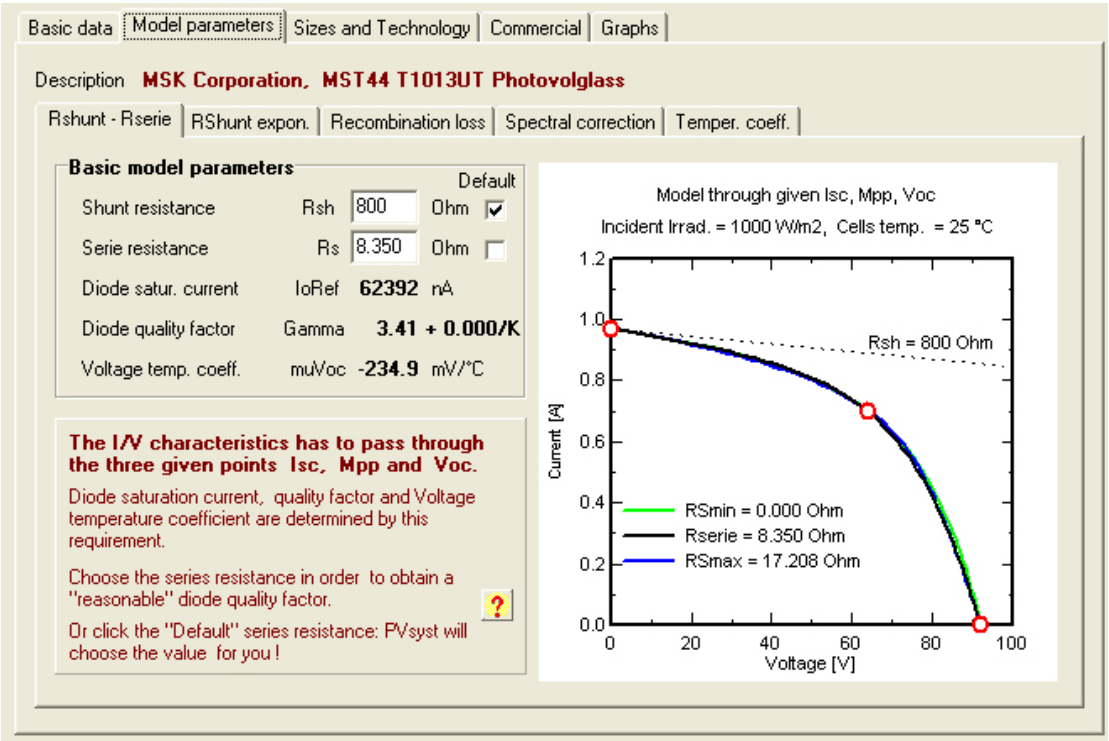


Figura 105. Parámetros modelo del módulo MSK Corporation MST-44T1013UT. Fuente: PVSYST.

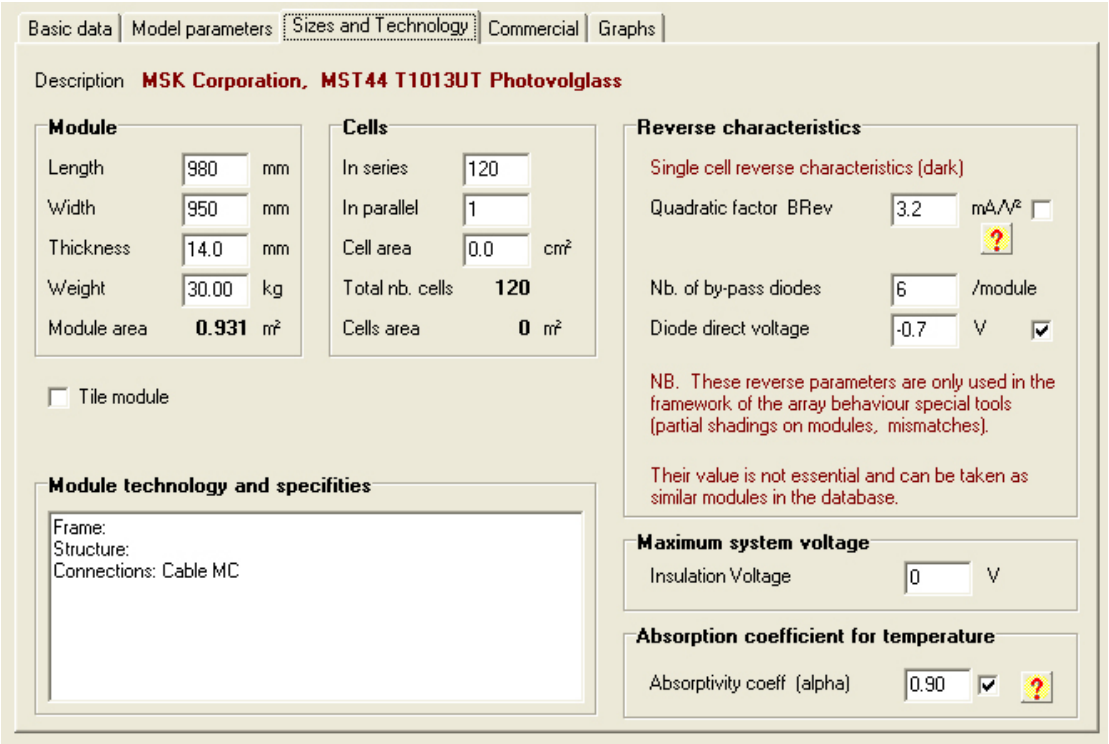


Figura 106. Dimensiones y tecnología del módulo MSK Corporation MST-44T1013UT. Fuente: PVSYST.

ANEXO 4. INVERSOR DIEHL PLATINUM 13000 TL

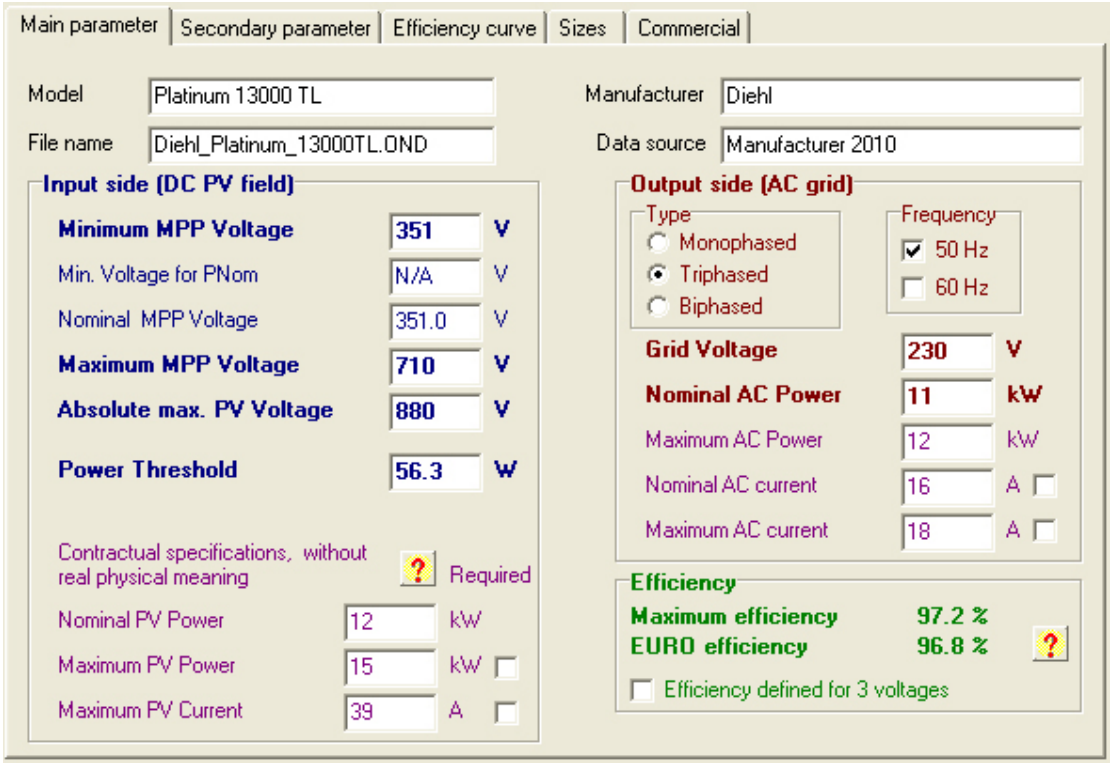


Figura 107. Parámetros principales del Inversor Diehl Platinum 13000 TL. Fuente: PVSYST.

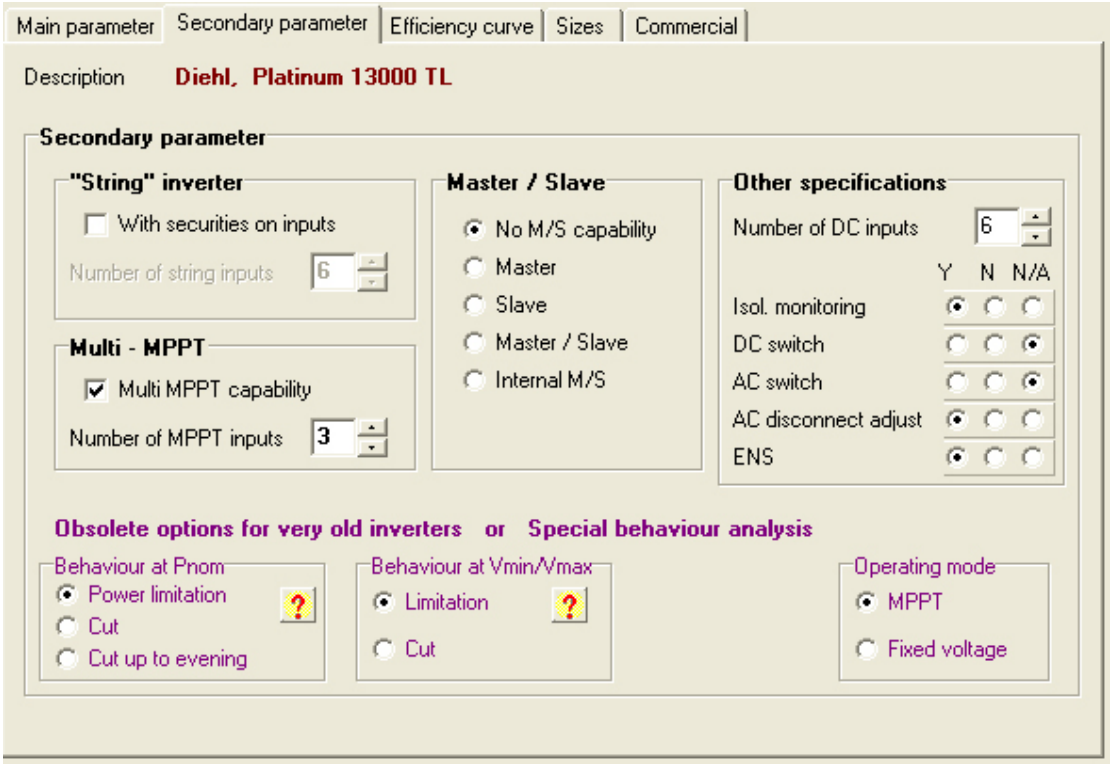


Figura 108. Parámetros secundarios del Inversor Diehl Platinum 13000 TL. Fuente: PVSYST.

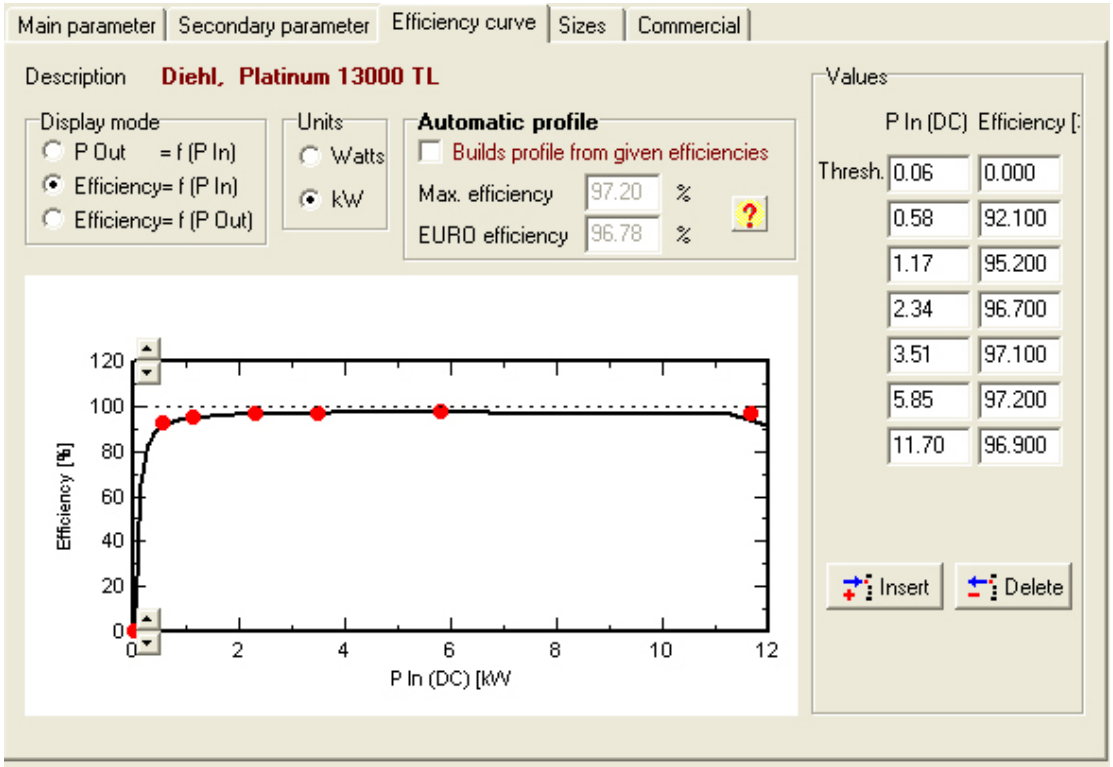


Figura 109. Curva de eficiencia del Inversor Diehl Platinum 13000 TL.
Fuente: PVSYST.

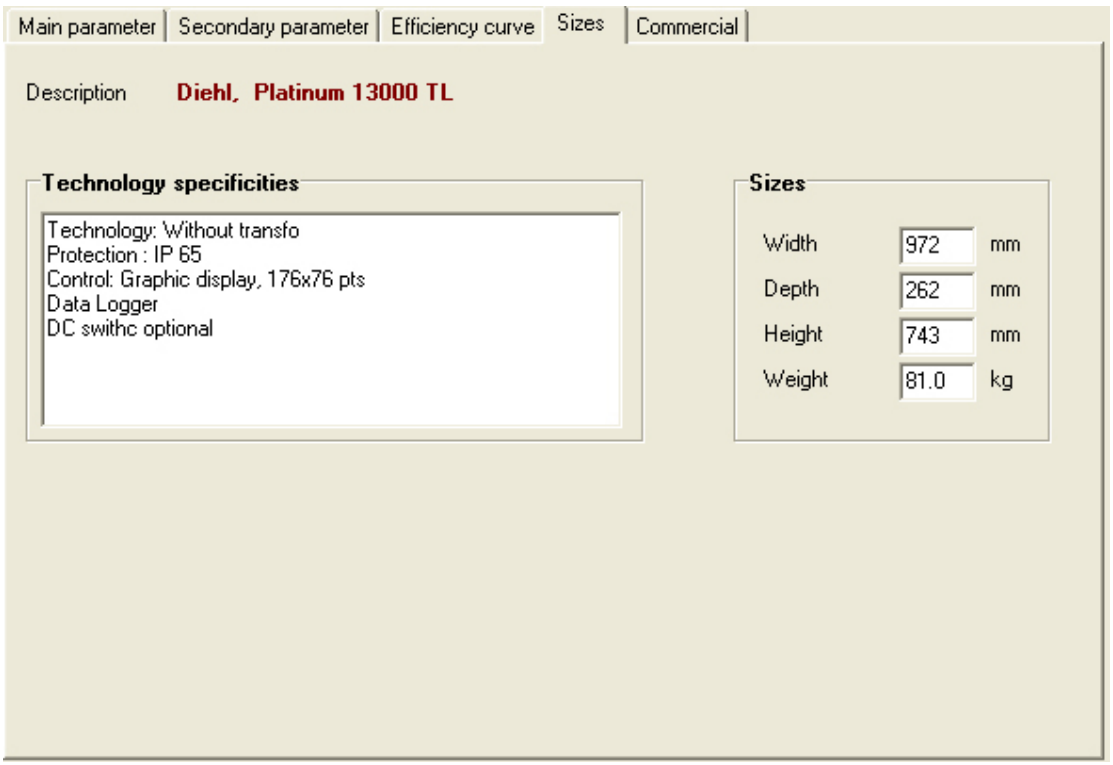


Figura 110. Dimensiones del Inversor Diehl Platinum 13000 TL.
Fuente: PVSYST.

ANEXO 5. RESULTADOS DETALLADOS PARA EL VENTANAL

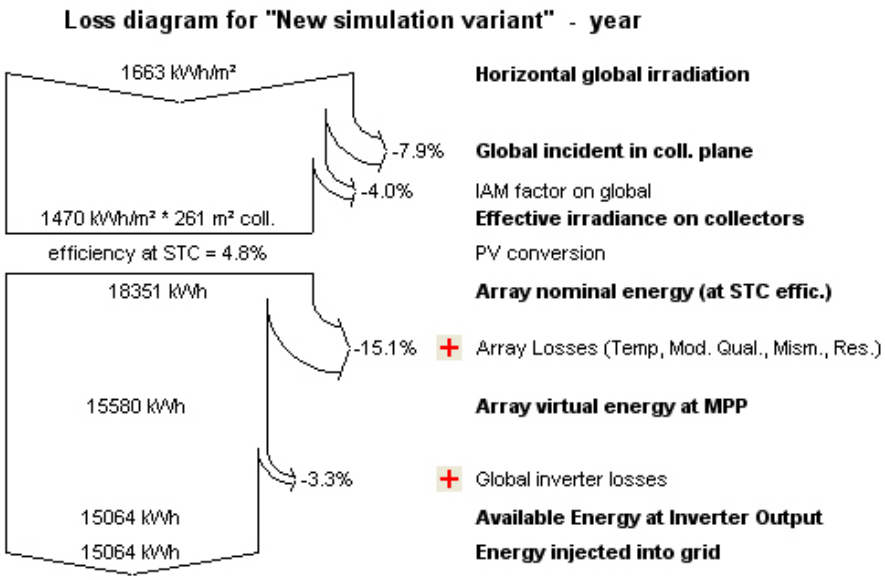


Figura 111. Diagrama de pérdidas para el ventanal. Fuente: PVSYST.

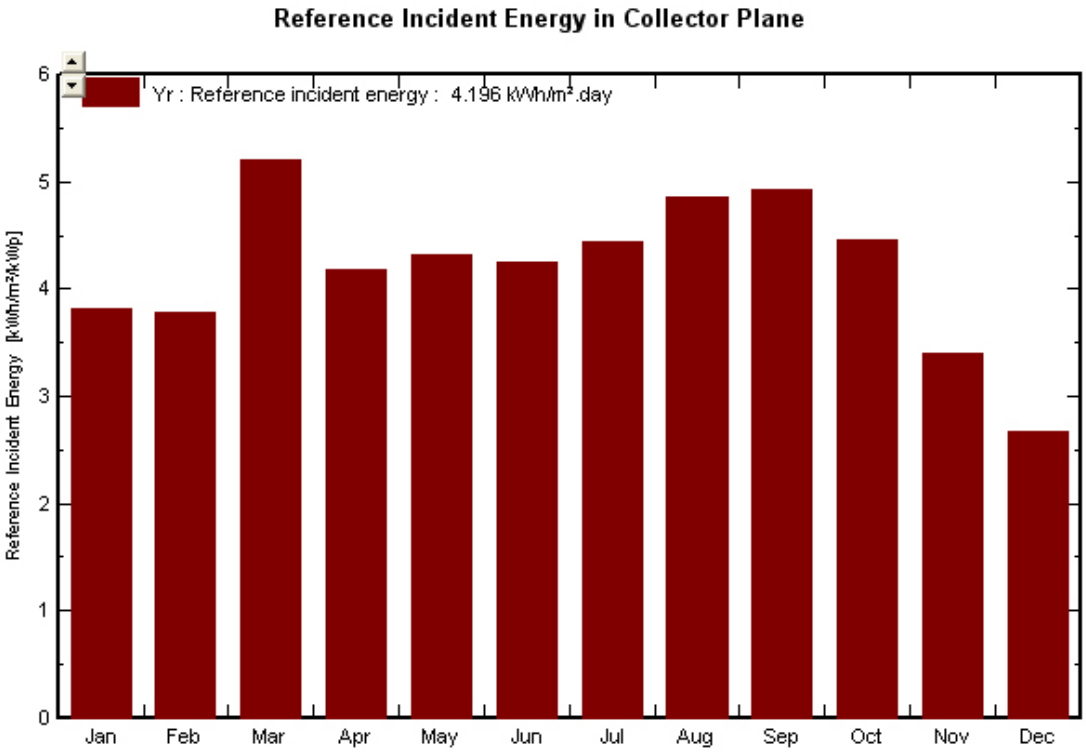


Figura 112. Energía incidente de referencia en el plano receptor para el ventanal. Fuente: PVSYST.

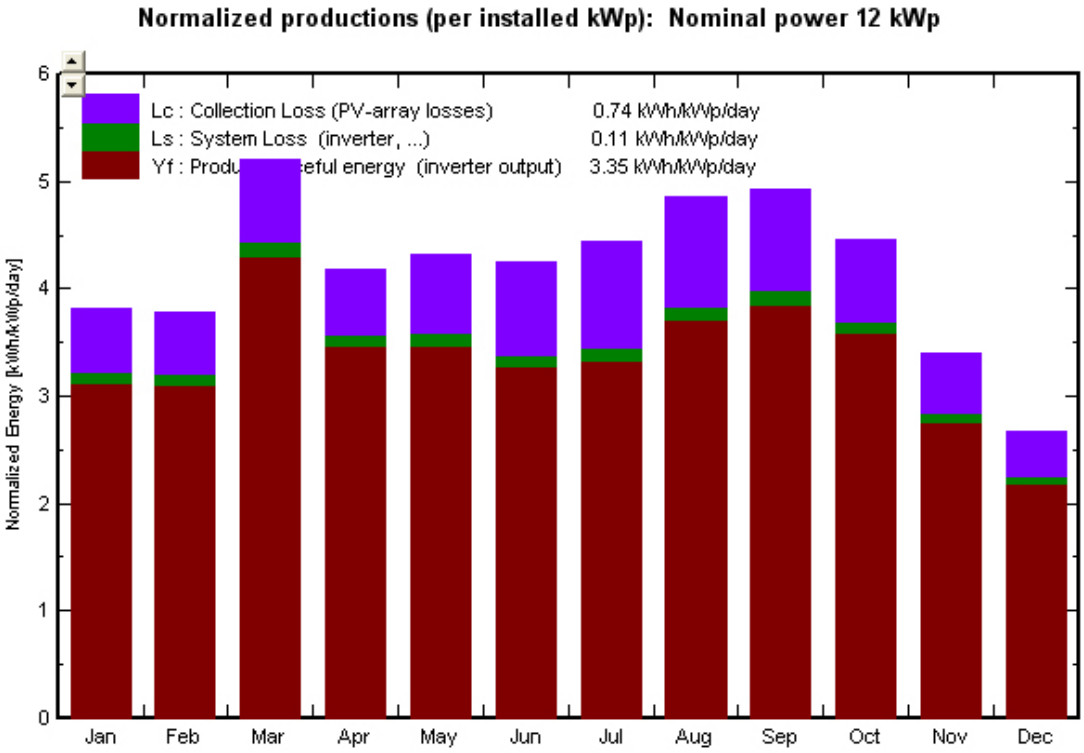


Figura 113. Producciones normalizadas para el ventanal. Fuente: PVSYST.

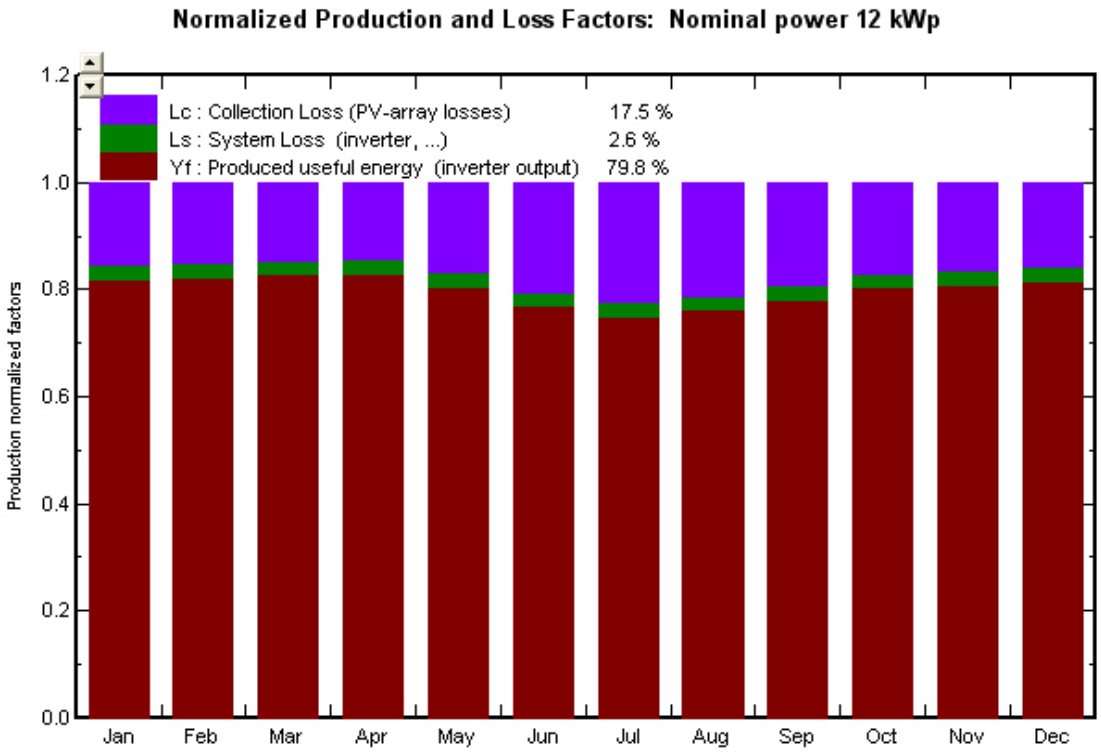


Figura 114. Producciones normalizadas y factores de pérdida para el ventanal. Fuente: PVSYST.

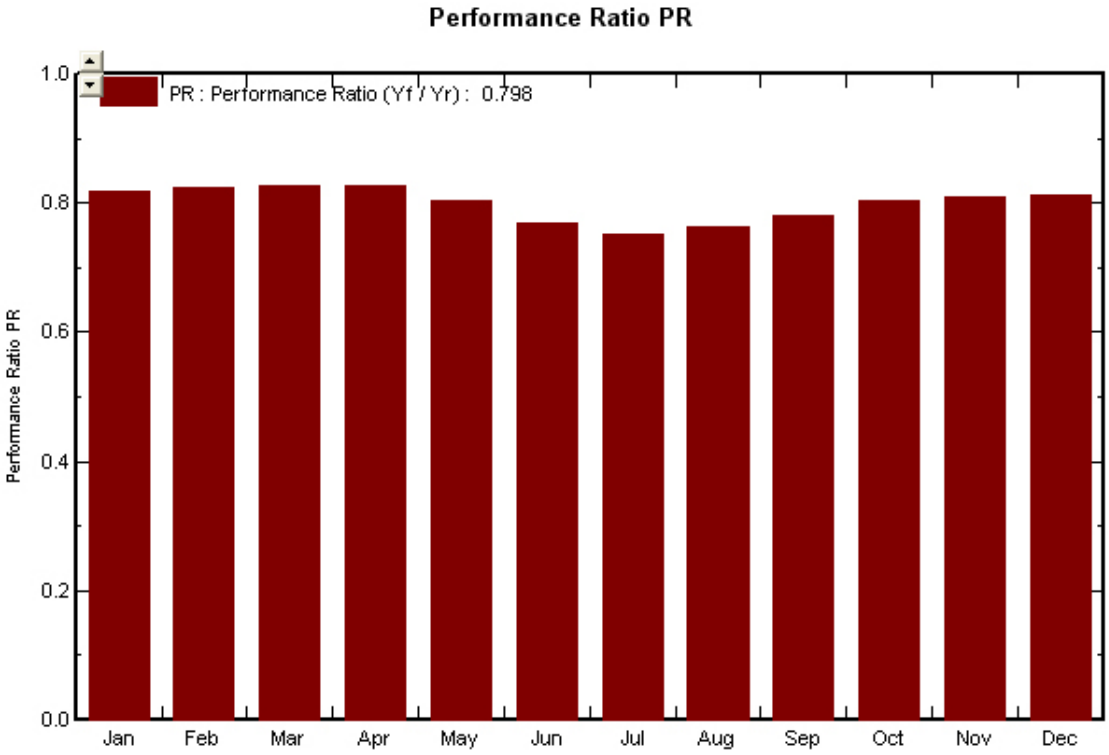


Figura 115. Factor de rendimiento (PR) para el ventanal. Fuente: PVSYST.

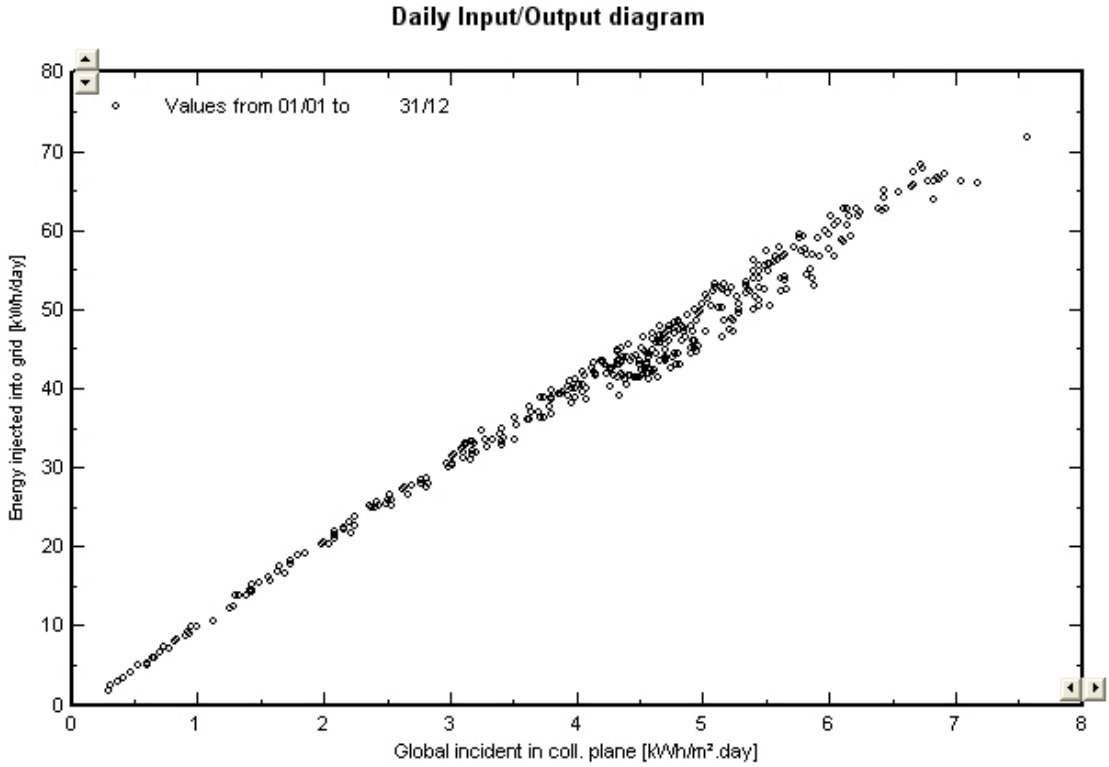


Figura 116. Diagrama diario entrada/salida para el ventanal. Fuente: PVSYST.

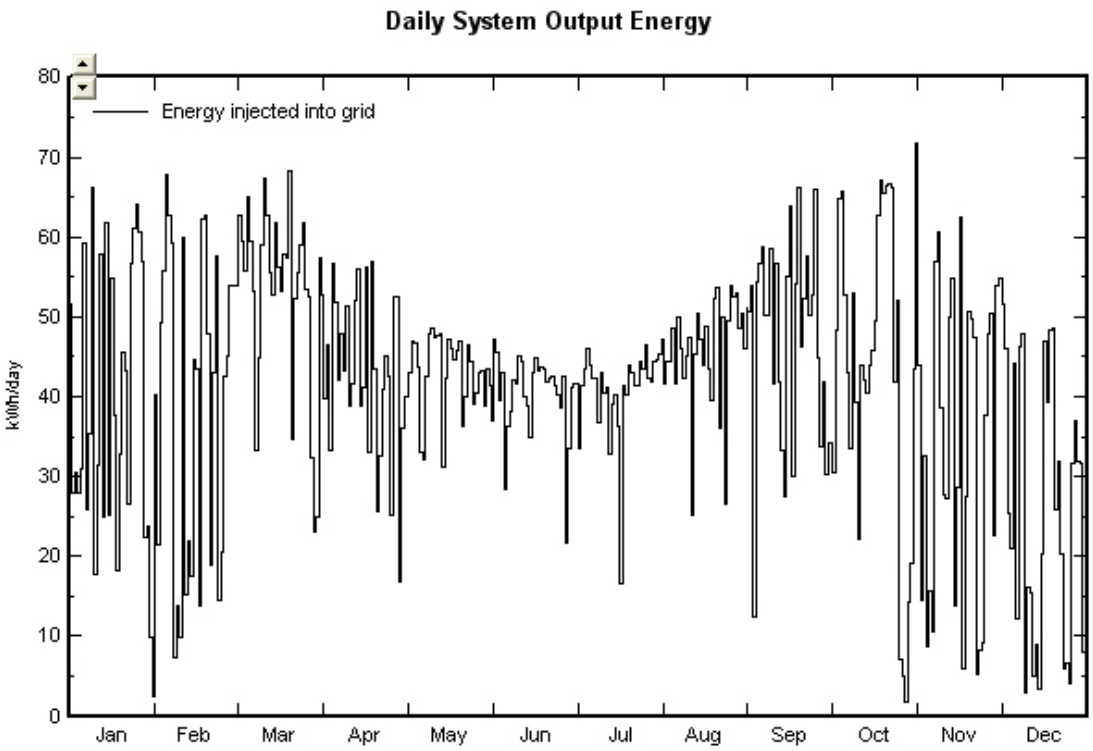


Figura 117. Energía diaria de salida del sistema para el ventanal. Fuente: PVSYST.

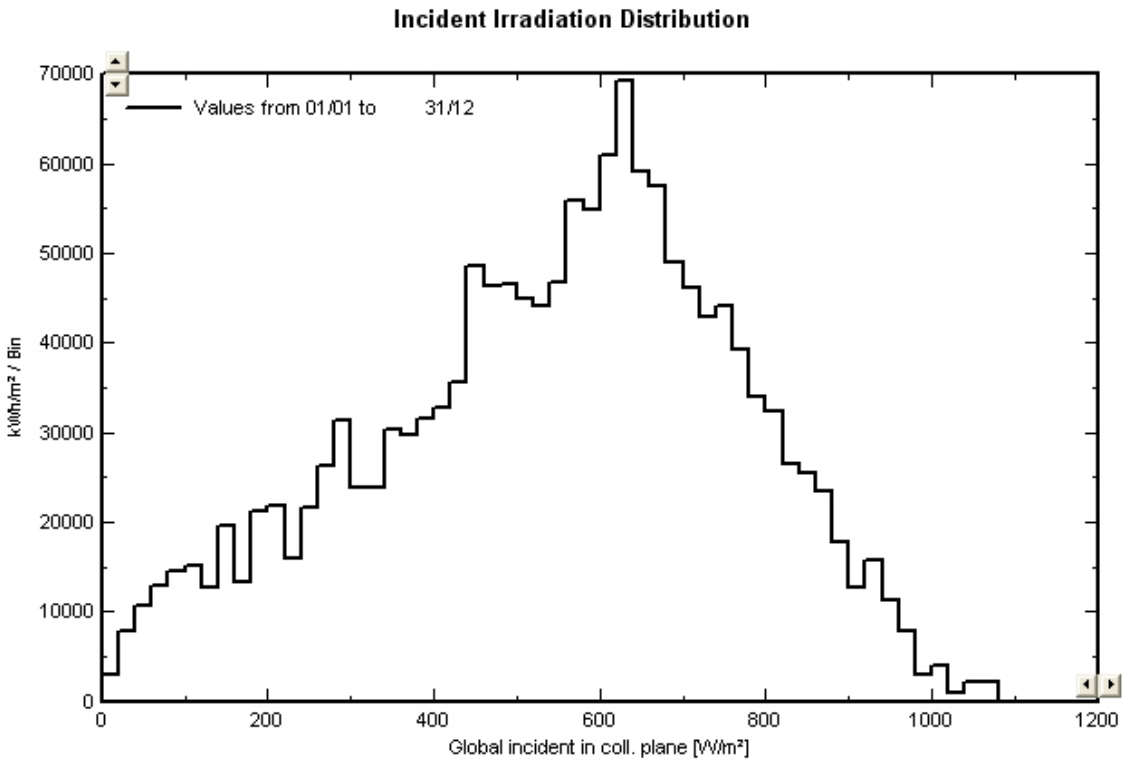


Figura 118. Distribución de la Irradiación incidente para el ventanal. Fuente: PVSYST.

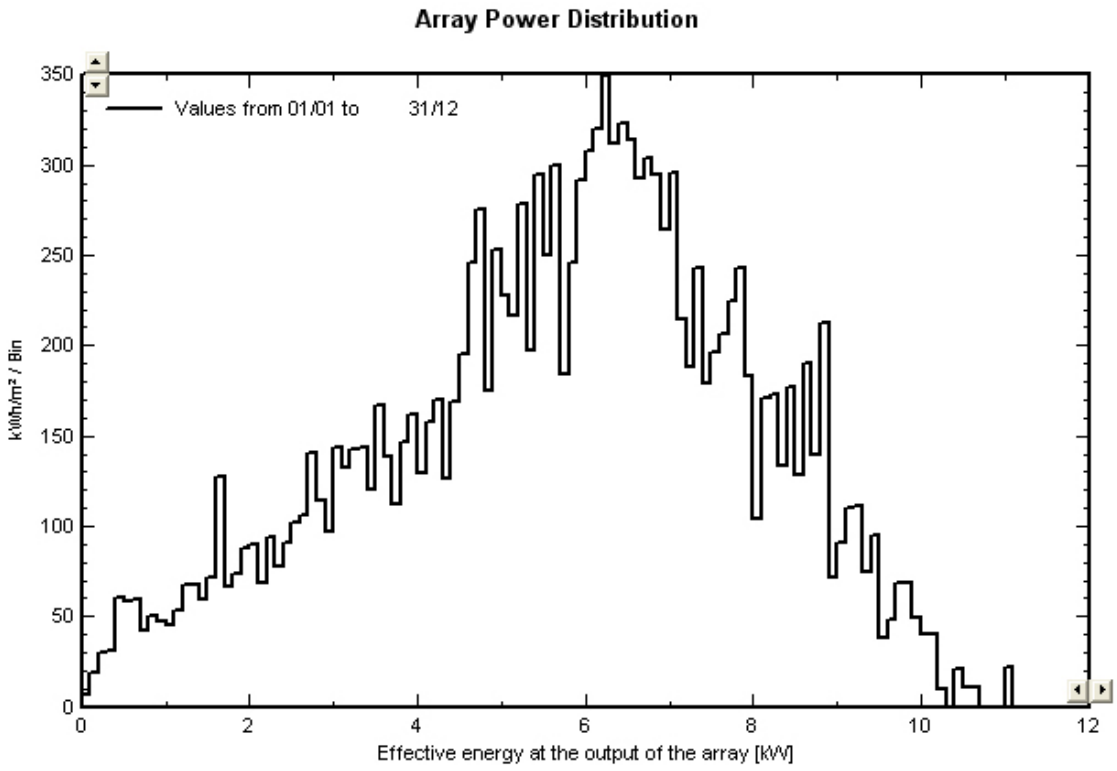


Figura 119. Distribución de la potencia del generador para el ventanal.
Fuente: PVSYST.

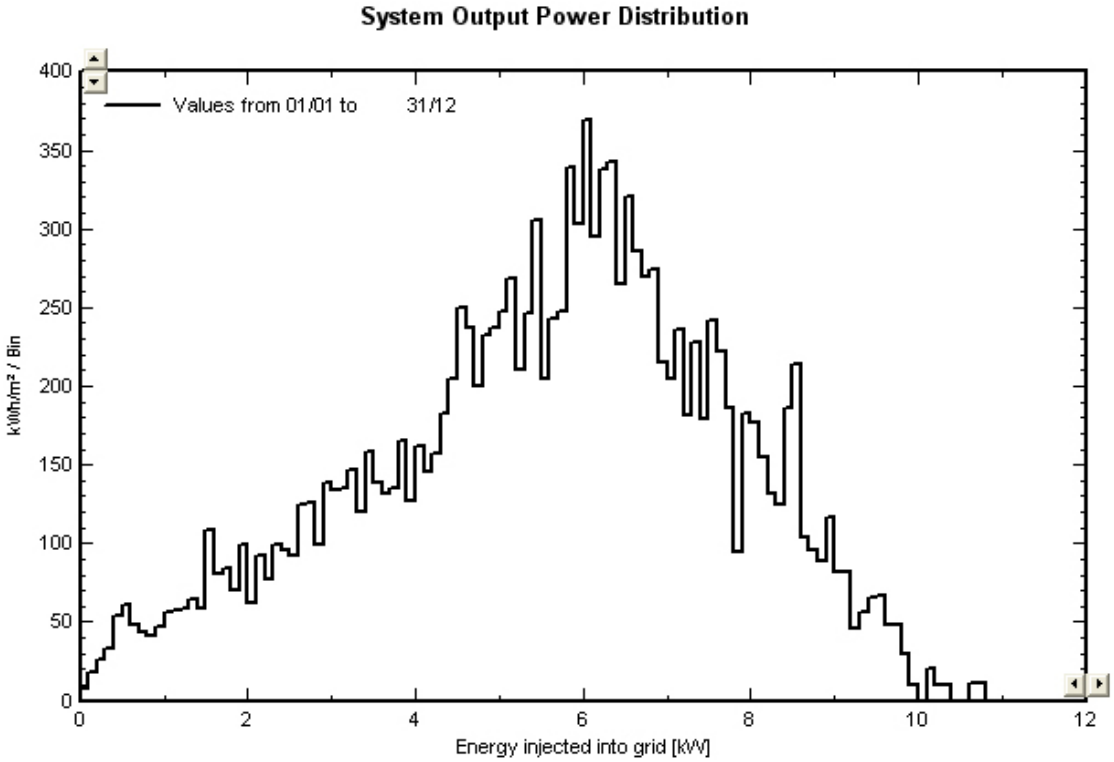


Figura 120. Distribución de la potencia de salida del sistema para el ventanal.
Fuente: PVSYST.

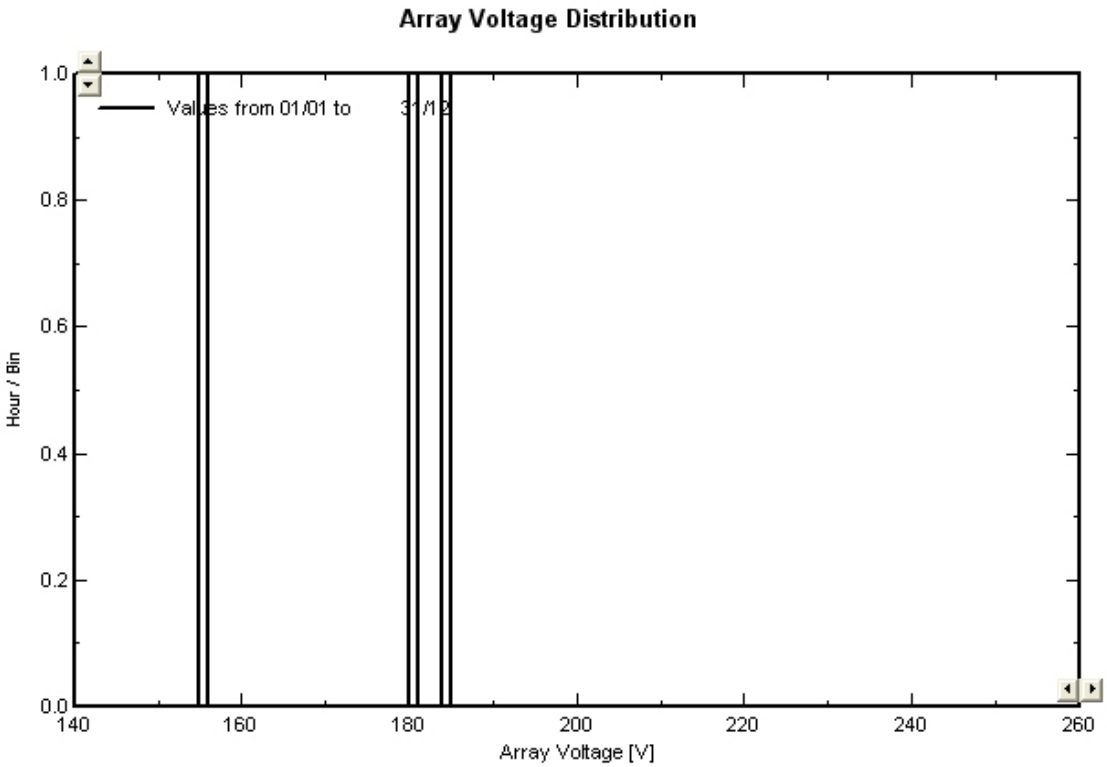


Figura 121. Distribución de la tensión del generador para el ventanal. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	66.0	5.50	118.1	115.6	1229	1191	3.99	3.87
February	77.0	7.00	105.7	102.9	1109	1073	4.02	3.89
March	141.0	9.30	161.3	155.9	1697	1645	4.04	3.91
April	153.0	11.60	125.5	120.0	1323	1281	4.04	3.92
May	204.0	15.50	133.8	126.6	1370	1325	3.93	3.80
June	223.0	20.40	127.7	119.4	1253	1211	3.76	3.64
July	230.0	24.30	137.5	128.8	1315	1272	3.67	3.55
August	201.0	23.80	150.8	143.1	1466	1419	3.73	3.61
September	150.0	20.30	148.0	142.1	1472	1426	3.82	3.70
October	105.0	14.50	138.4	134.6	1415	1370	3.92	3.80
November	64.0	8.90	102.0	99.7	1053	1018	3.96	3.83
December	49.0	5.90	82.9	81.1	860	831	3.98	3.85
Year	1663.0	13.96	1531.7	1470.0	15562	15064	3.90	3.77

Tabla 36. Balances y resultados principales para el ventanal. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Meteo and incident energy

	GlobHor	DiffHor	T Amb	WindVel	GlobInc	DifSInc	Alb Inc	DifS/GI
	kWh/m²	kWh/m²	°C	m/s	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	
January	66.0	32.29	5.50	0.0	118.1	33.65	4.45	0.285
February	77.0	39.26	7.00	0.0	105.7	34.39	5.19	0.325
March	141.0	52.46	9.30	0.0	161.3	44.18	9.51	0.274
April	153.0	70.70	11.60	0.0	125.5	49.21	10.32	0.392
May	204.0	71.47	15.50	0.0	133.8	44.70	13.76	0.334
June	223.0	69.62	20.40	0.0	127.7	40.67	15.04	0.318
July	230.0	63.88	24.30	0.0	137.5	37.67	15.51	0.274
August	201.0	63.83	23.80	0.0	150.8	42.55	13.56	0.282
September	150.0	56.08	20.30	0.0	148.0	43.39	10.12	0.293
October	105.0	43.83	14.50	0.0	138.4	38.98	7.08	0.282
November	64.0	33.91	8.90	0.0	102.0	32.33	4.32	0.317
December	49.0	28.65	5.90	0.0	82.9	27.57	3.30	0.333
Year	1663.0	625.96	13.96	0.0	1531.7	469.30	112.16	0.306

Tabla 37. Clima y energía incidente para el ventanal. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Effective incident energy (Transpos., IAM, Shadings)

	GlobHor	GlobInc	GlobIAM	GlobEff	DiffEff
	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²
January	66.0	118.1	115.6	115.6	32.27
February	77.0	105.7	102.9	102.9	32.98
March	141.0	161.3	155.9	155.9	42.37
April	153.0	125.5	120.0	120.0	47.19
May	204.0	133.8	126.6	126.6	42.87
June	223.0	127.7	119.4	119.4	39.01
July	230.0	137.5	128.8	128.8	36.13
August	201.0	150.8	143.1	143.1	40.81
September	150.0	148.0	142.1	142.1	41.62
October	105.0	138.4	134.6	134.6	37.39
November	64.0	102.0	99.7	99.7	31.01
December	49.0	82.9	81.1	81.1	26.44
Year	1663.0	1531.7	1470.0	1470.0	450.08

Tabla 38. Energía incidente efectiva para el ventanal. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Optical factors (Transpos.,IAM,Shadings)

	GlobHor	GlobInc	FTransp	FIAMBm	FIAMGI	FIAMShd
	kWh/m²	kWh/m²				
January	66.0	118.1	1.789	0.990	0.979	0.979
February	77.0	105.7	1.373	0.985	0.974	0.974
March	141.0	161.3	1.144	0.973	0.967	0.967
April	153.0	125.5	0.820	0.958	0.956	0.956
May	204.0	133.8	0.656	0.941	0.946	0.946
June	223.0	127.7	0.573	0.922	0.935	0.935
July	230.0	137.5	0.598	0.928	0.937	0.937
August	201.0	150.8	0.750	0.947	0.949	0.949
September	150.0	148.0	0.987	0.963	0.960	0.960
October	105.0	138.4	1.318	0.982	0.973	0.973
November	64.0	102.0	1.594	0.990	0.978	0.978
December	49.0	82.9	1.692	0.992	0.979	0.979
Year	1663.0	1531.7	0.921	0.963	0.960	0.960

Tabla 39. Factores ópticos para el ventanal. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Detailed System Losses

	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	43.10	13.92	11.40	1230	38.62
February	38.25	12.35	10.12	1109	35.83
March	57.49	18.56	16.49	1697	51.89
April	43.97	14.21	10.32	1324	43.64
May	45.76	14.78	10.47	1372	46.50
June	42.36	13.68	9.78	1256	44.48
July	44.85	14.48	11.19	1319	47.50
August	50.05	16.16	13.72	1469	49.85
September	50.47	16.29	14.59	1474	47.53
October	48.86	15.77	14.57	1415	45.05
November	37.01	11.95	9.58	1054	35.35
December	30.34	9.80	7.08	861	29.49
Year	532.49	171.95	139.32	15580	515.73

Tabla 40. Pérdidas detalladas del sistema para el ventanal. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Detailed Inverter losses

	EOutInv	EffInvR	InvLoss	IL Oper	IL Pmin	IL Pmax	IL Vmin	IL Vmax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	1191	96.9	38.62	38.37	0.041	0.000	0.212	0.000
February	1073	96.8	35.83	35.41	0.150	0.000	0.268	0.000
March	1645	97.0	51.89	51.56	0.275	0.000	0.051	0.000
April	1281	96.8	43.64	42.28	0.588	0.000	0.778	0.000
May	1325	96.7	46.50	44.85	0.368	0.000	1.285	0.000
June	1211	96.7	44.48	41.81	0.698	0.000	1.976	0.000
July	1272	96.7	47.50	43.35	0.807	0.000	3.337	0.000
August	1419	96.8	49.85	46.57	0.412	0.000	2.867	0.000
September	1426	96.9	47.53	46.06	0.242	0.000	1.225	0.000
October	1370	96.9	45.05	44.38	0.178	0.000	0.486	0.000
November	1018	96.7	35.35	34.56	0.301	0.000	0.487	0.000
December	831	96.6	29.49	29.05	0.219	0.000	0.224	0.000
Year	15064	96.8	515.73	498.25	4.279	0.000	13.198	0.000

Tabla 41. Pérdidas detalladas del inversor para el ventanal. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Energy use and User's needs

	E Avail	E User	E Gridl	SolFrac
	kWh	kWh	kWh	
January	1191	1191	0.000	1.000
February	1073	1073	0.000	1.000
March	1645	1645	0.000	1.000
April	1281	1281	0.000	1.000
May	1325	1325	0.000	1.000
June	1211	1211	0.000	1.000
July	1272	1272	0.000	1.000
August	1419	1419	0.000	1.000
September	1426	1426	0.000	1.000
October	1370	1370	0.000	1.000
November	1018	1018	0.000	1.000
December	831	831	0.000	1.000
Year	15064	15064	0.000	1.000

Tabla 42. Utilización de energía y necesidades del usuario para el ventanal. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Normalized Performance Coefficients

	Yr	Lc	Ya	Ls	Yf	Lcr	Lsr	PR
	kWh/m².day		kWh/kWp/d		kWh/kWp/d			
January	118.05	0.589	0.31	0.100	3.12	0.155	0.026	0.819
February	105.69	0.561	0.31	0.103	3.11	0.149	0.027	0.824
March	161.25	0.759	0.42	0.135	4.31	0.146	0.026	0.828
April	125.47	0.603	0.34	0.114	3.47	0.144	0.027	0.829
May	133.80	0.728	0.35	0.117	3.47	0.169	0.027	0.804
June	127.72	0.867	0.35	0.113	3.28	0.204	0.027	0.770
July	137.46	0.991	0.36	0.114	3.33	0.223	0.026	0.751
August	150.83	1.027	0.39	0.122	3.72	0.211	0.025	0.764
September	148.03	0.950	0.40	0.125	3.86	0.193	0.025	0.782
October	138.41	0.761	0.36	0.116	3.59	0.171	0.026	0.803
November	102.04	0.553	0.28	0.094	2.75	0.163	0.027	0.810
December	82.89	0.421	0.22	0.076	2.18	0.157	0.028	0.814
Year	1531.66	0.736	0.34	0.111	3.35	0.175	0.026	0.798

Tabla 43. Coeficientes de rendimiento para el ventanal. Fuente: PVSYST.

ANEXO 6. RESULTADOS DEL DISEÑO PRELIMINAR PARA LA FACHADA REVESTIDA

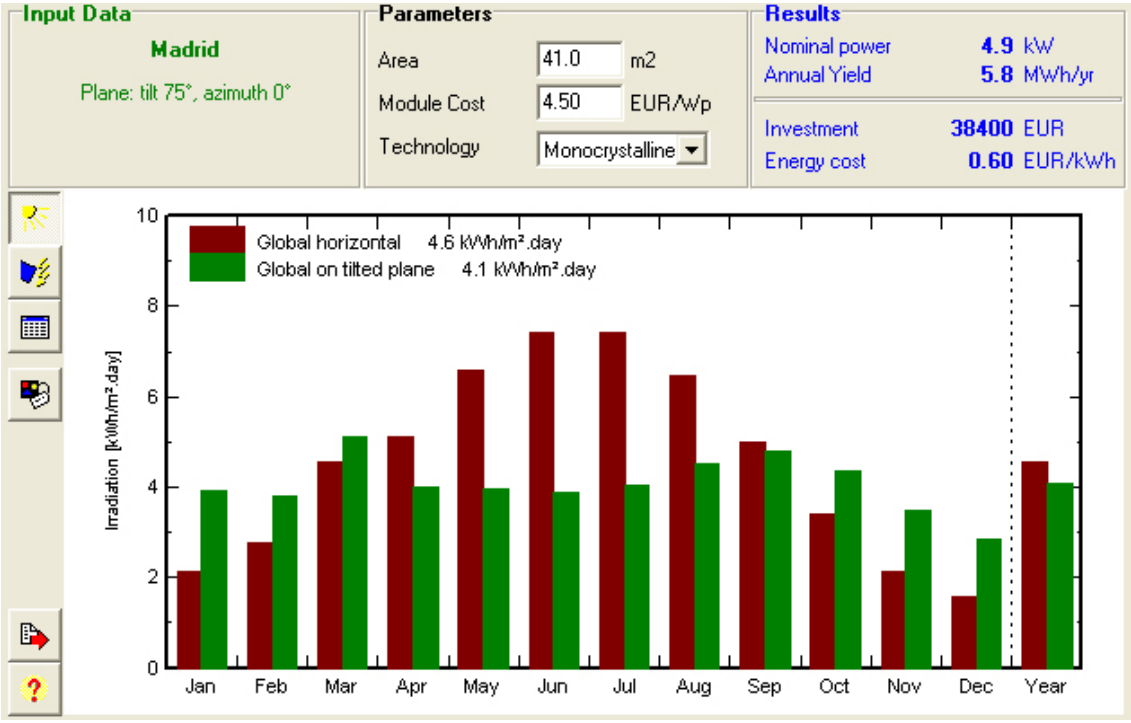


Figura 122. Irradiación global horizontal e irradiación global en el módulo inclinado para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

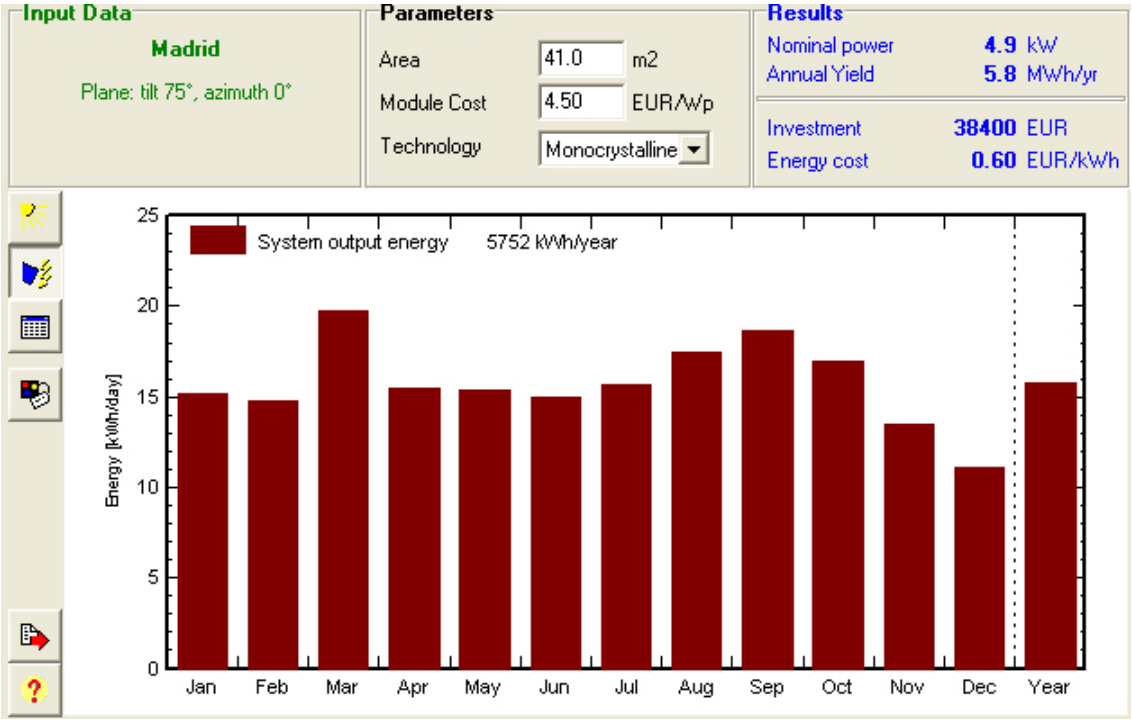
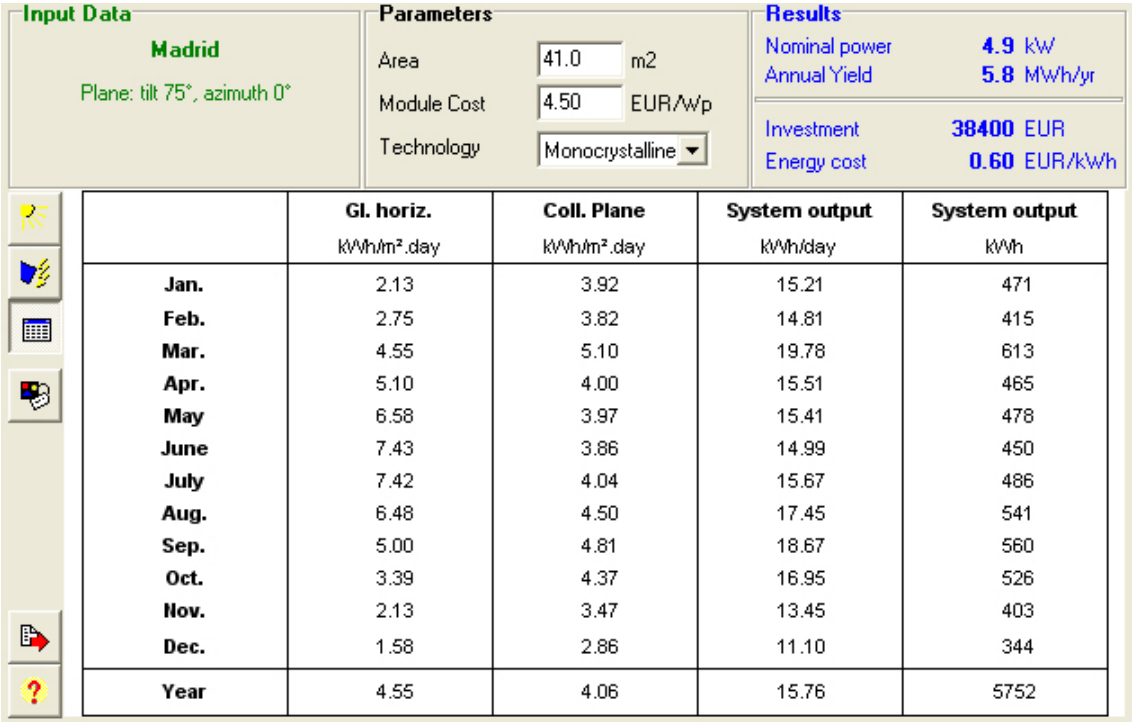


Figura 123. Energía de salida para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.



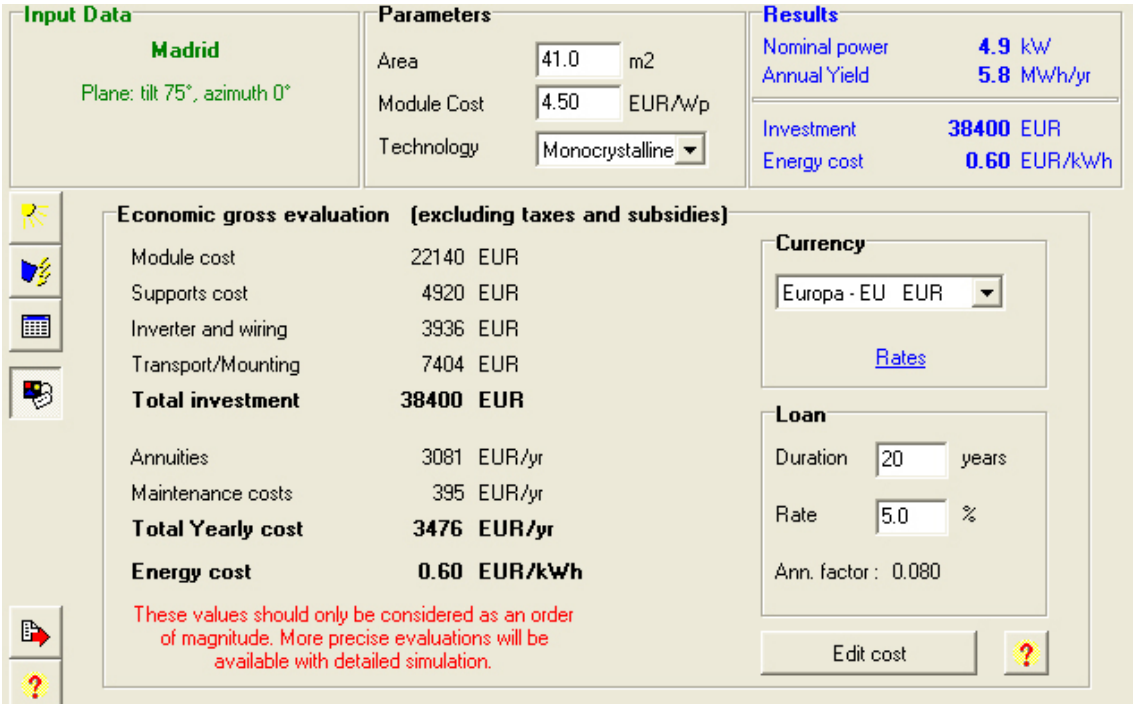
Input Data
Madrid
Plane: tilt 75°, azimuth 0°

Parameters
Area 41.0 m2
Module Cost 4.50 EUR/Wp
Technology Monocrystalline

Results
Nominal power 4.9 kW
Annual Yield 5.8 MWh/yr
Investment 38400 EUR
Energy cost 0.60 EUR/kWh

	Gl. horiz. kWh/m².day	Coll. Plane kWh/m².day	System output kWh/day	System output kWh
Jan.	2.13	3.92	15.21	471
Feb.	2.75	3.82	14.81	415
Mar.	4.55	5.10	19.78	613
Apr.	5.10	4.00	15.51	465
May	6.58	3.97	15.41	478
June	7.43	3.86	14.99	450
July	7.42	4.04	15.67	486
Aug.	6.48	4.50	17.45	541
Sep.	5.00	4.81	18.67	560
Oct.	3.39	4.37	16.95	526
Nov.	2.13	3.47	13.45	403
Dec.	1.58	2.86	11.10	344
Year	4.55	4.06	15.76	5752

Figura 124. Tabla con los resultados mensuales principales del sistema para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.



Input Data
Madrid
Plane: tilt 75°, azimuth 0°

Parameters
Area 41.0 m2
Module Cost 4.50 EUR/Wp
Technology Monocrystalline

Results
Nominal power 4.9 kW
Annual Yield 5.8 MWh/yr
Investment 38400 EUR
Energy cost 0.60 EUR/kWh

Economic gross evaluation (excluding taxes and subsidies)

Module cost	22140	EUR
Supports cost	4920	EUR
Inverter and wiring	3936	EUR
Transport/Mounting	7404	EUR
Total investment	**38400**	**EUR**
Annuities	3081	EUR/yr
Maintenance costs	395	EUR/yr
Total Yearly cost	**3476**	**EUR/yr**
Energy cost	**0.60**	**EUR/kWh**

These values should only be considered as an order of magnitude. More precise evaluations will be available with detailed simulation.

Currency
Europa - EU EUR
Rates

Loan
Duration 20 years
Rate 5.0 %
Ann. factor : 0.080

Edit cost

Figura 125. Estimación del coste del sistema para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

ANEXO 7. MÓDULO ATERSA MANUFACTURER A-75

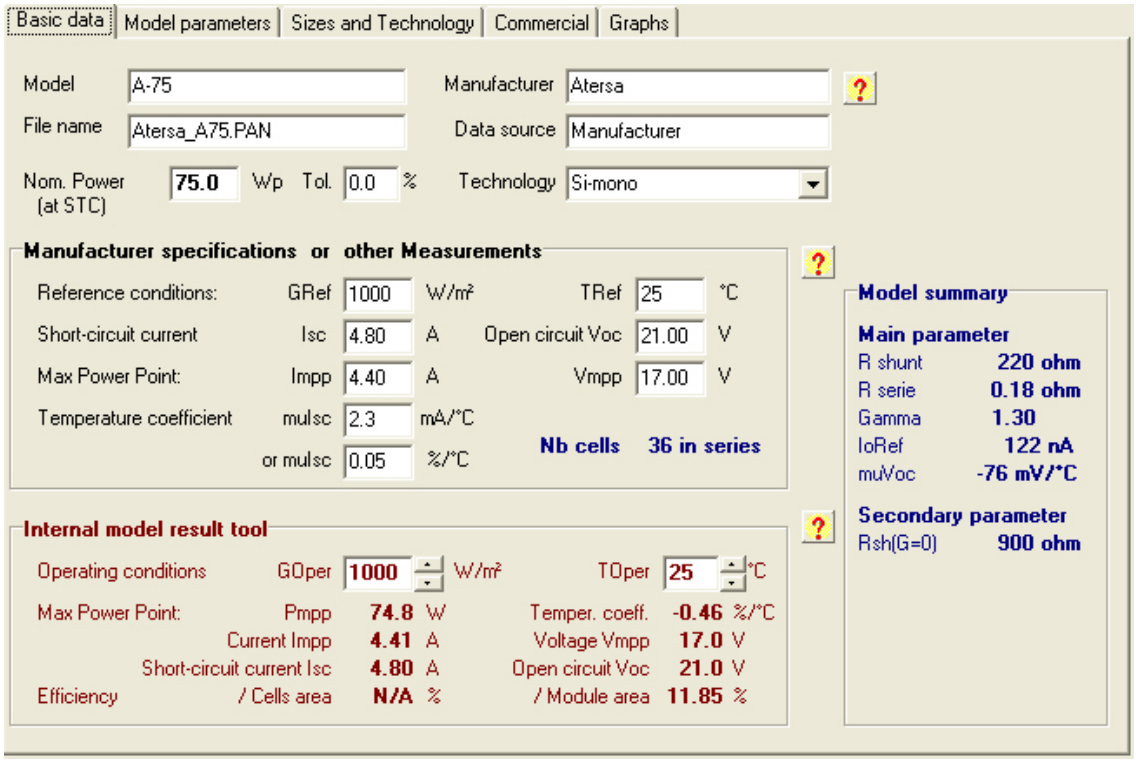


Figura 126. Datos básicos del módulo Atersa Manufacturer A-75.
Fuente: PVSYST.

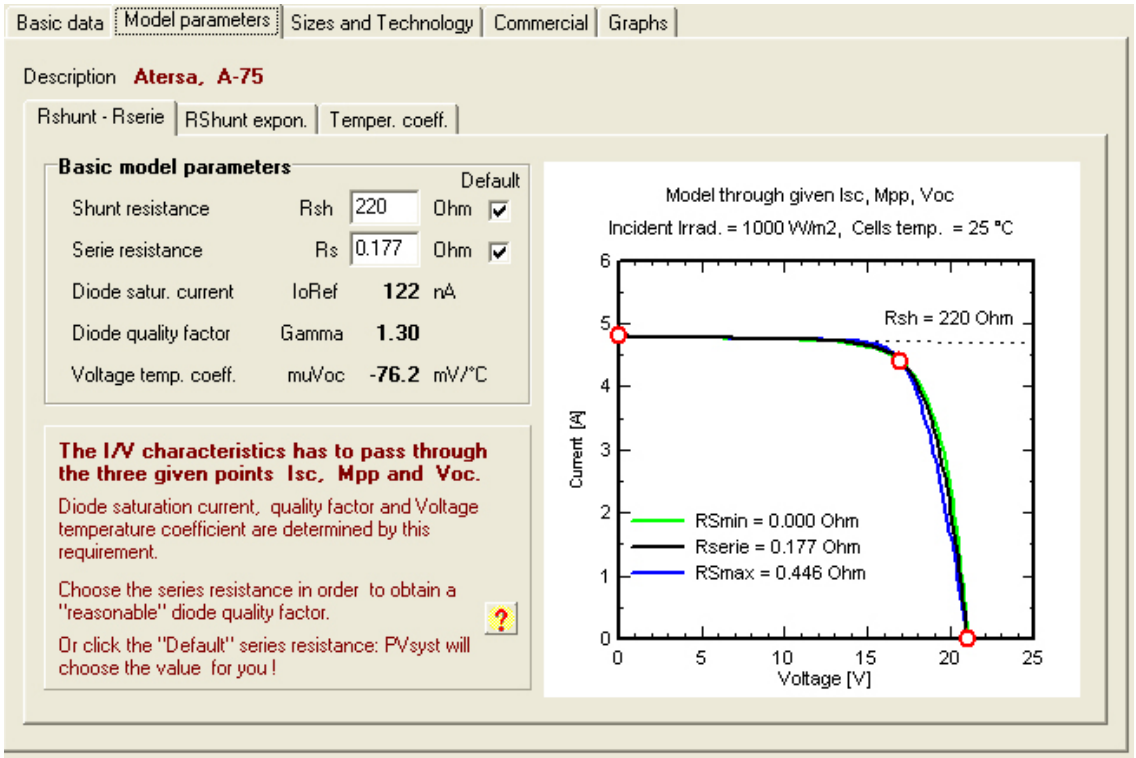


Figura 127. Parámetros modelo del módulo Atersa Manufacturer A-75.
Fuente: PVSYST.

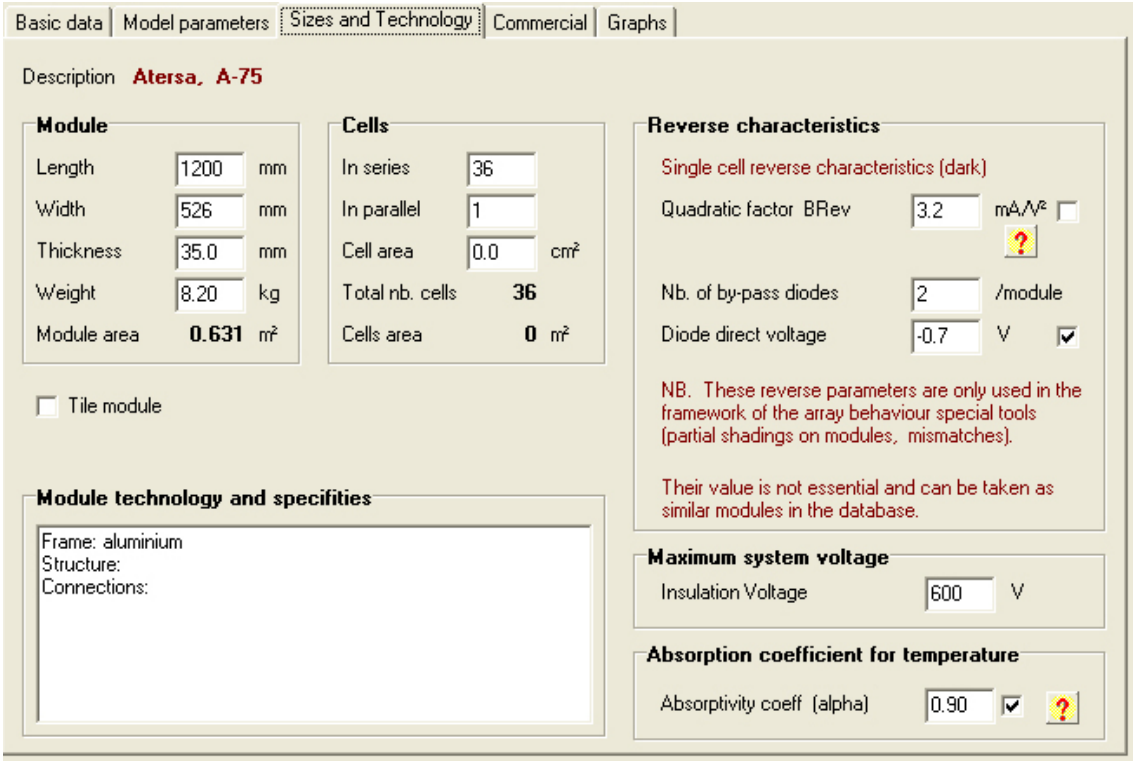


Figura 128. Dimensiones y tecnología del módulo Atersa Manufacturer A-75. Fuente: PVSYST.

ANEXO 8. INVERSOR PAIRAN PESOS PVI 5000

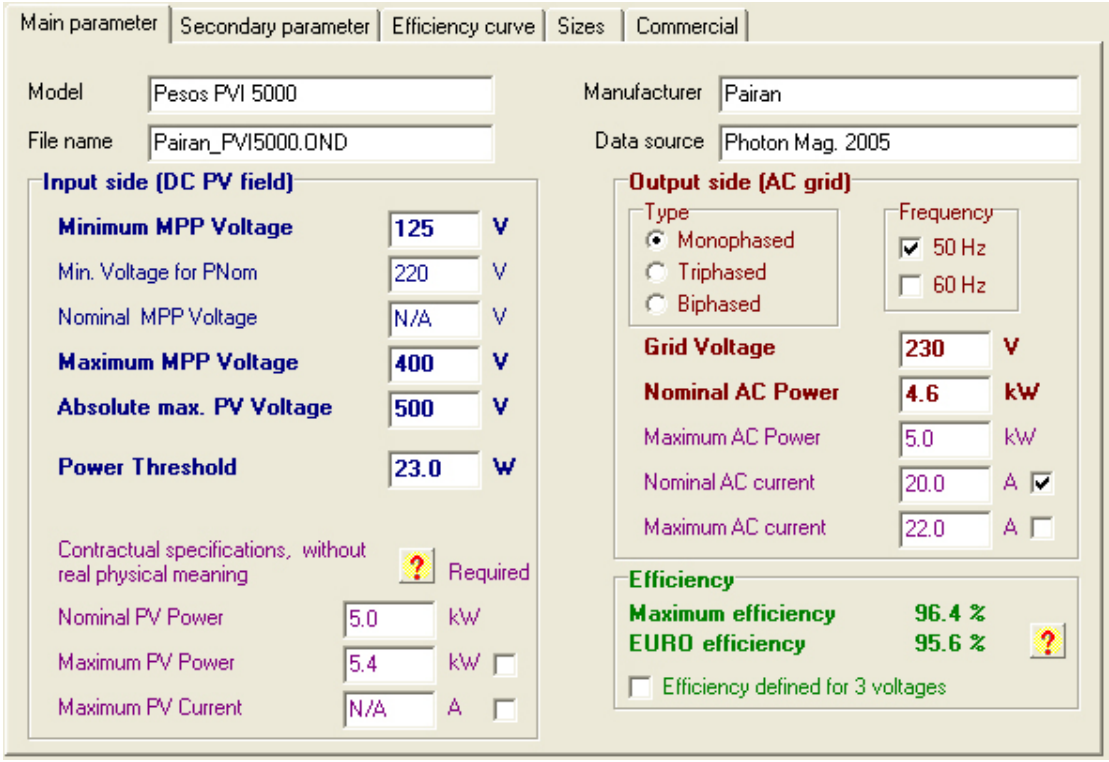


Figura 129. Parámetros principales del Inversor Pairan Pesos PVI 5000. Fuente: PVSYST.

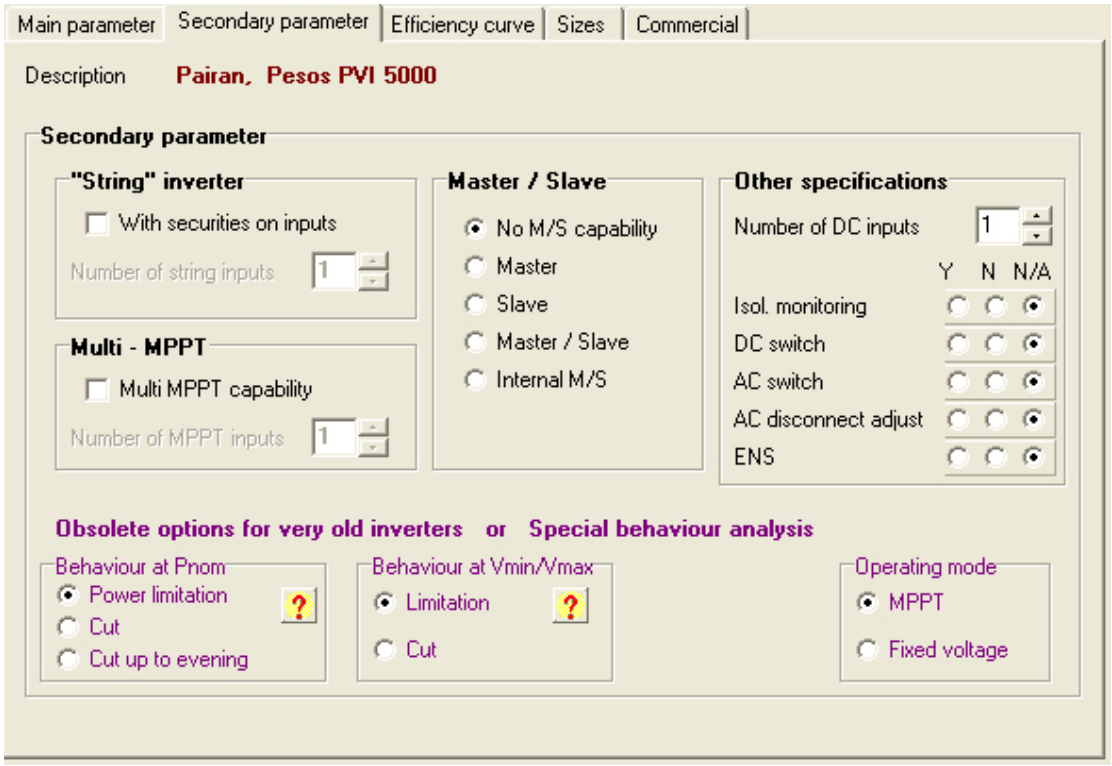


Figura 130. Parámetros secundarios del Inversor Pairan Pesos PVI 5000. Fuente: PVSYST.

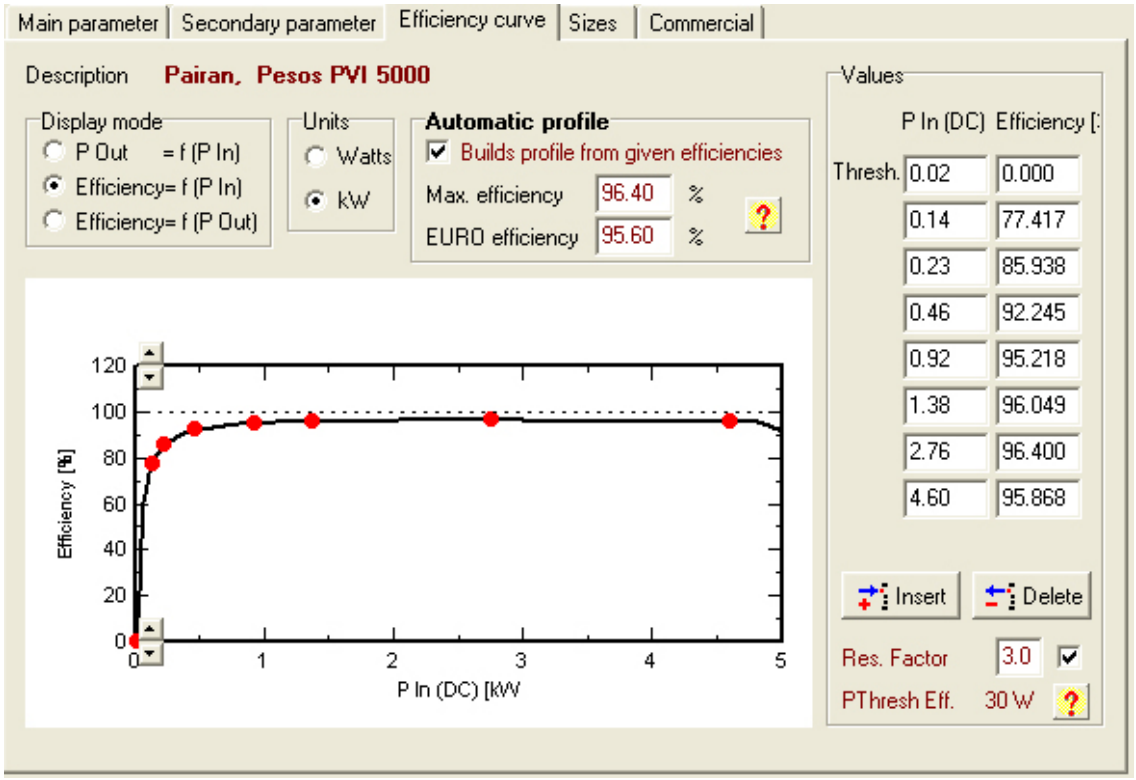


Figura 131. Curva de eficiencia del Inversor Pairan Pesos PVI 5000. Fuente: PVSYST.

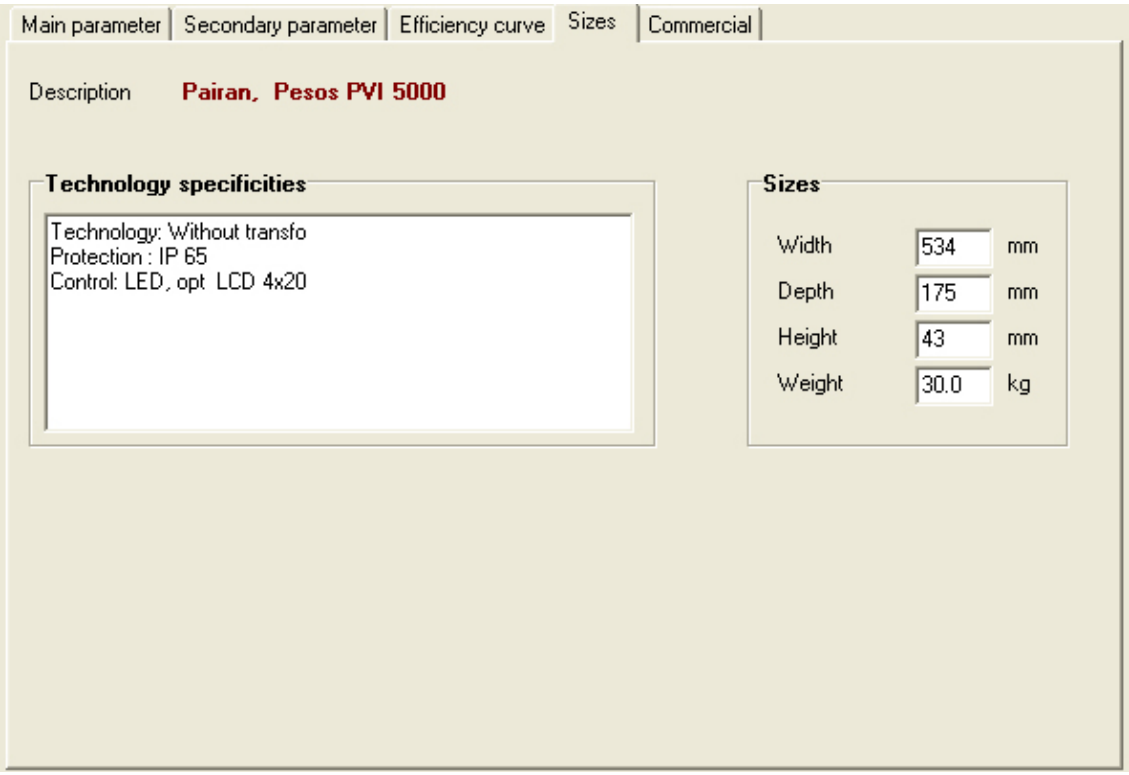


Figura 132. Dimensiones del Inversor Pairan Pesos PVI 5000. Fuente: PVSYST.

ANEXO 9. RESULTADOS DETALLADOS PARA LA FACHADA REVESTIDA

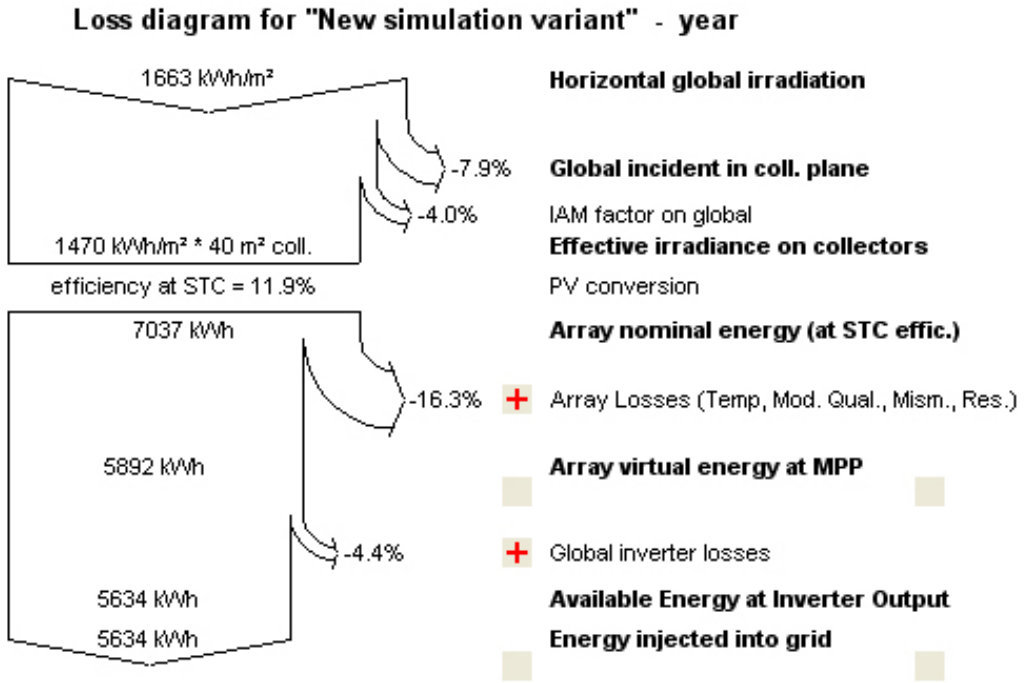


Figura 133. Diagrama de pérdidas para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

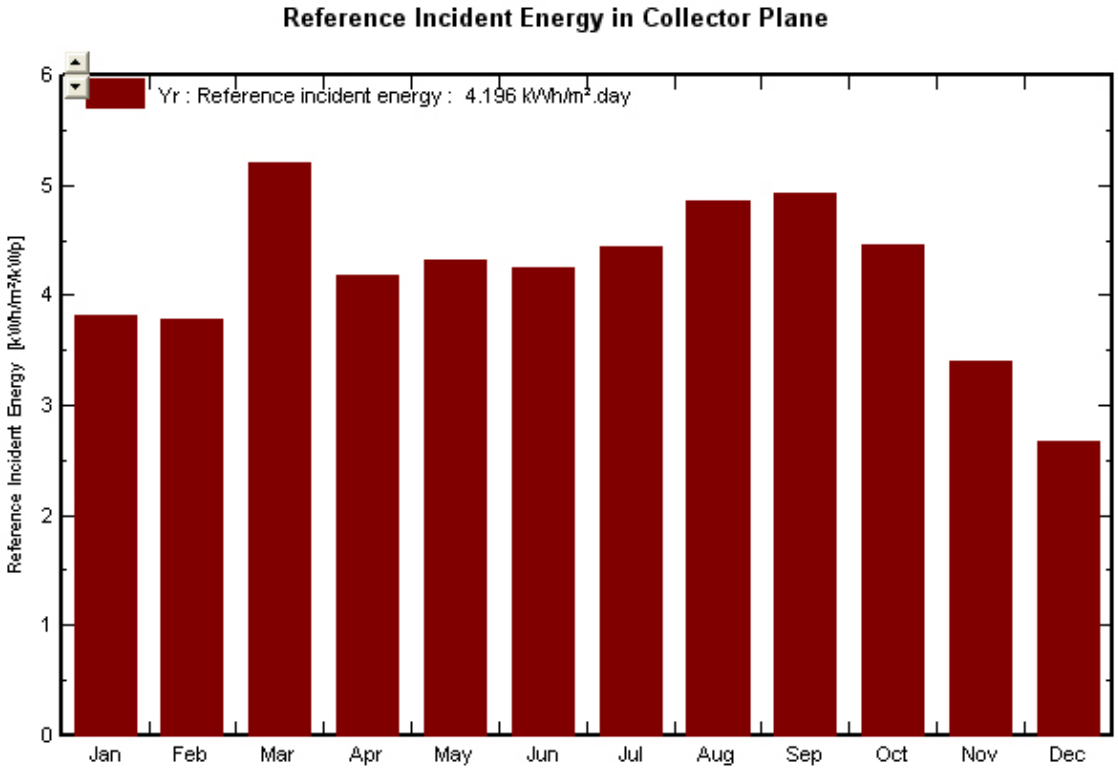


Figura 134. Energía incidente de referencia en el plano receptor para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

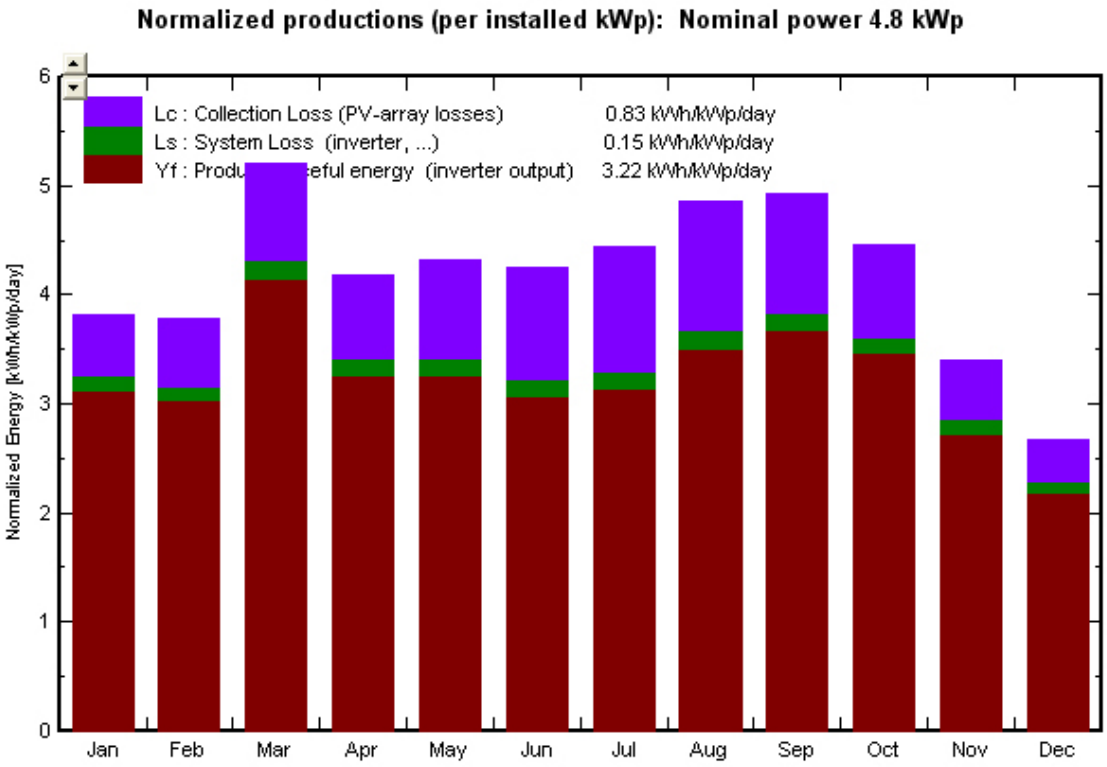


Figura 135. Producciones normalizadas para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

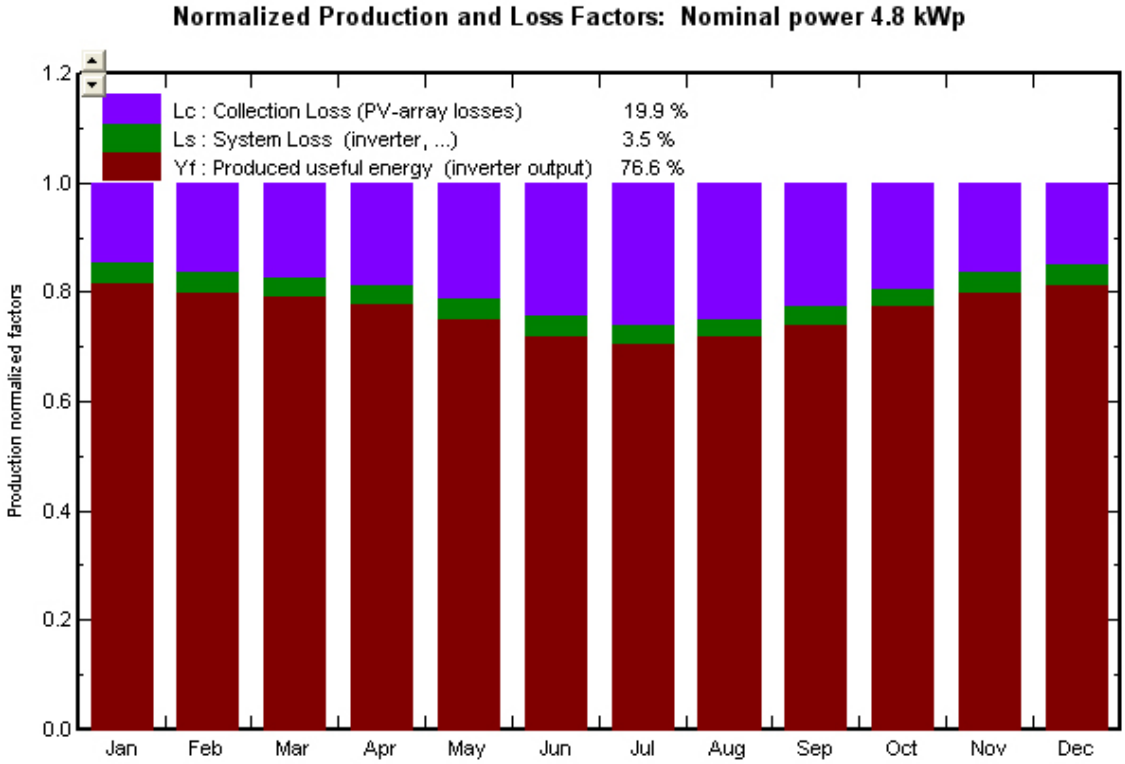


Figura 136. Producciones normalizadas y factores de pérdida para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

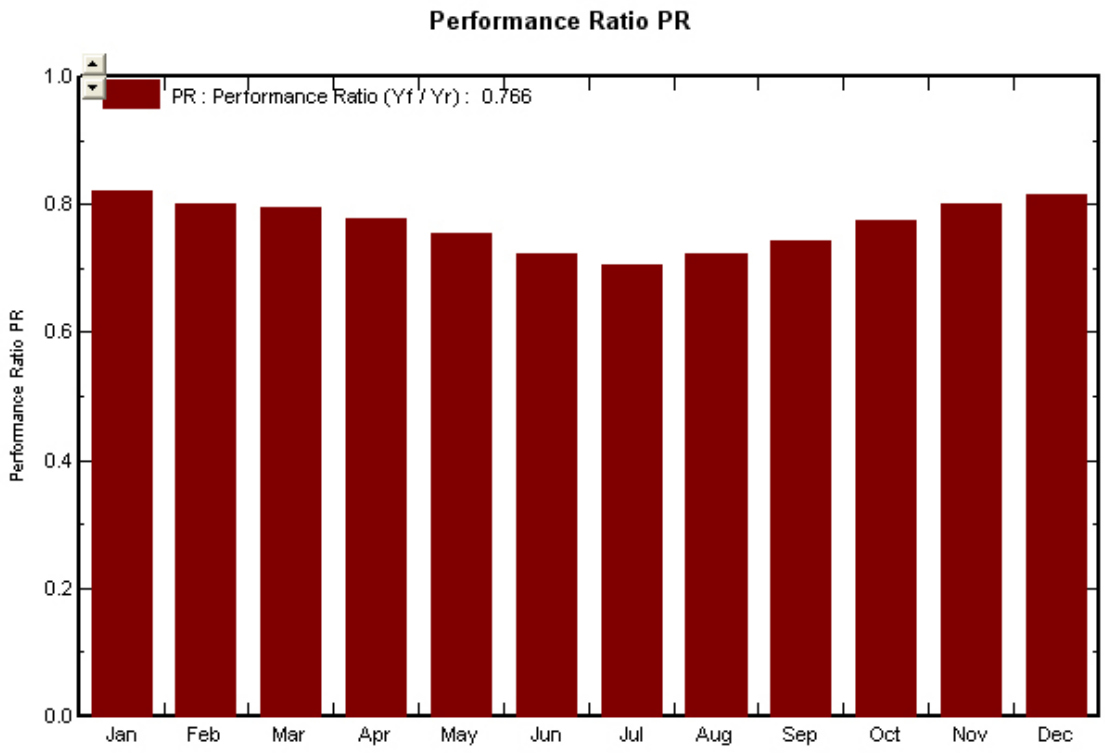


Figura 137. Factor de rendimiento (PR) para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

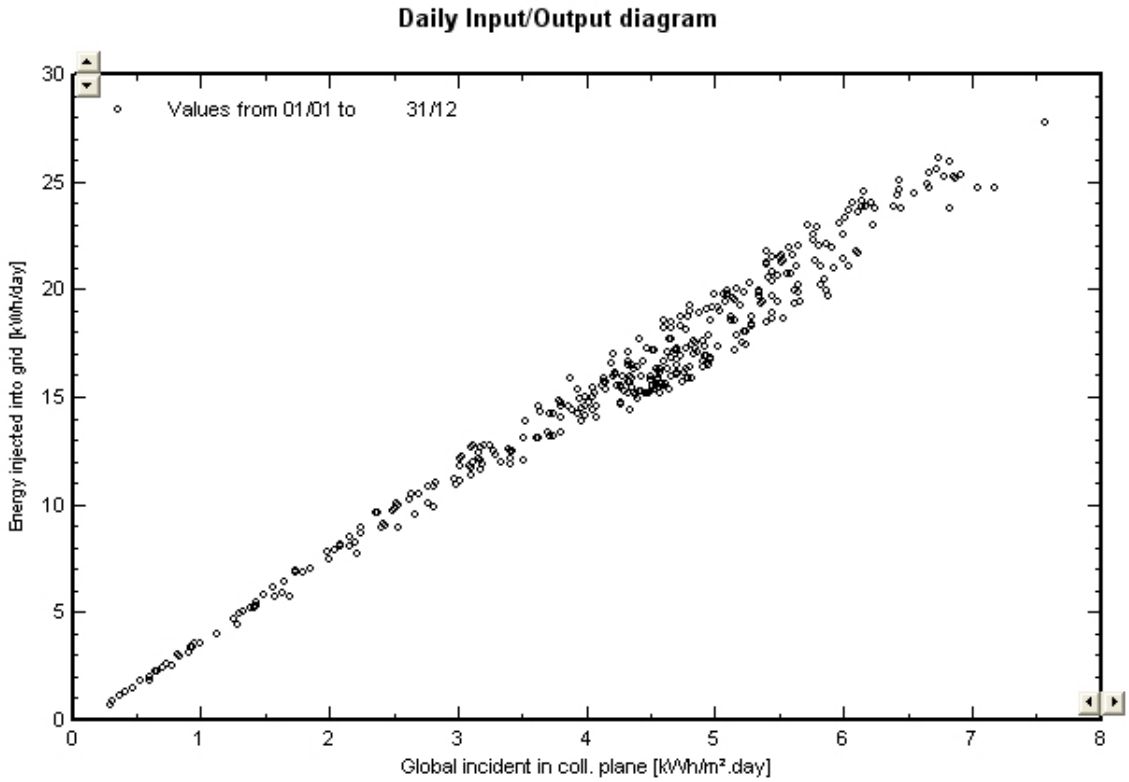


Figura 138. Diagrama diario entrada/salida para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

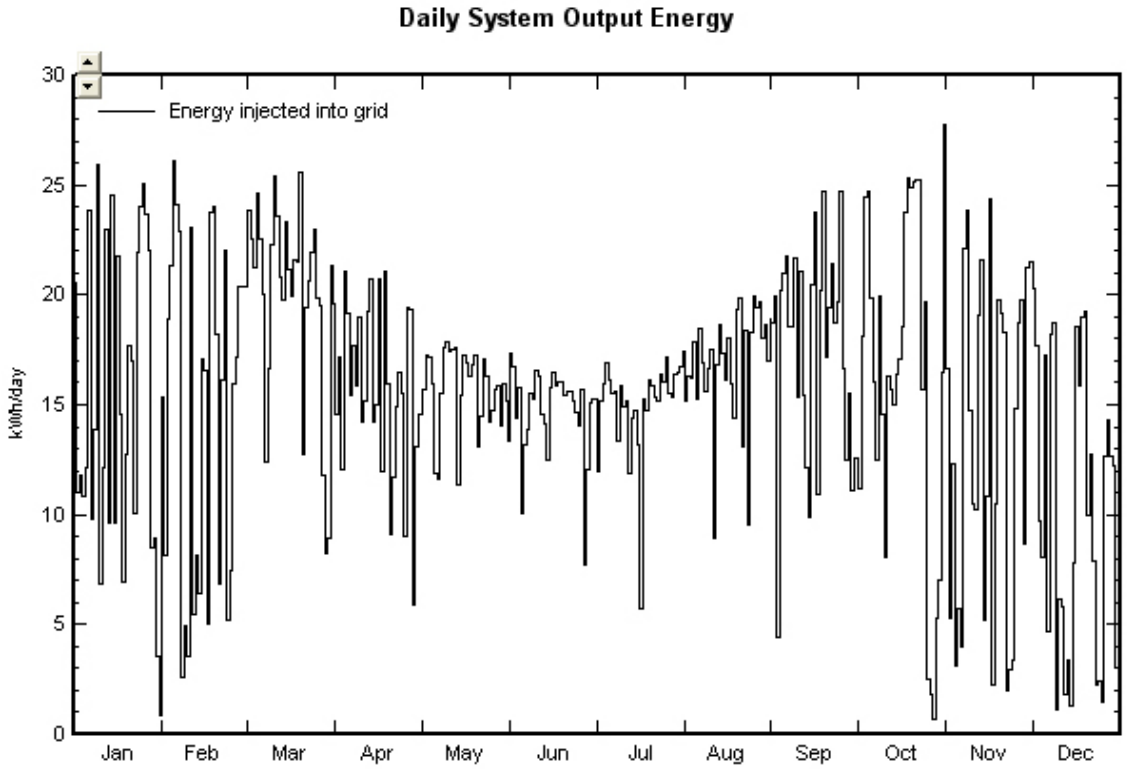


Figura 139. Energía diaria de salida del sistema para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

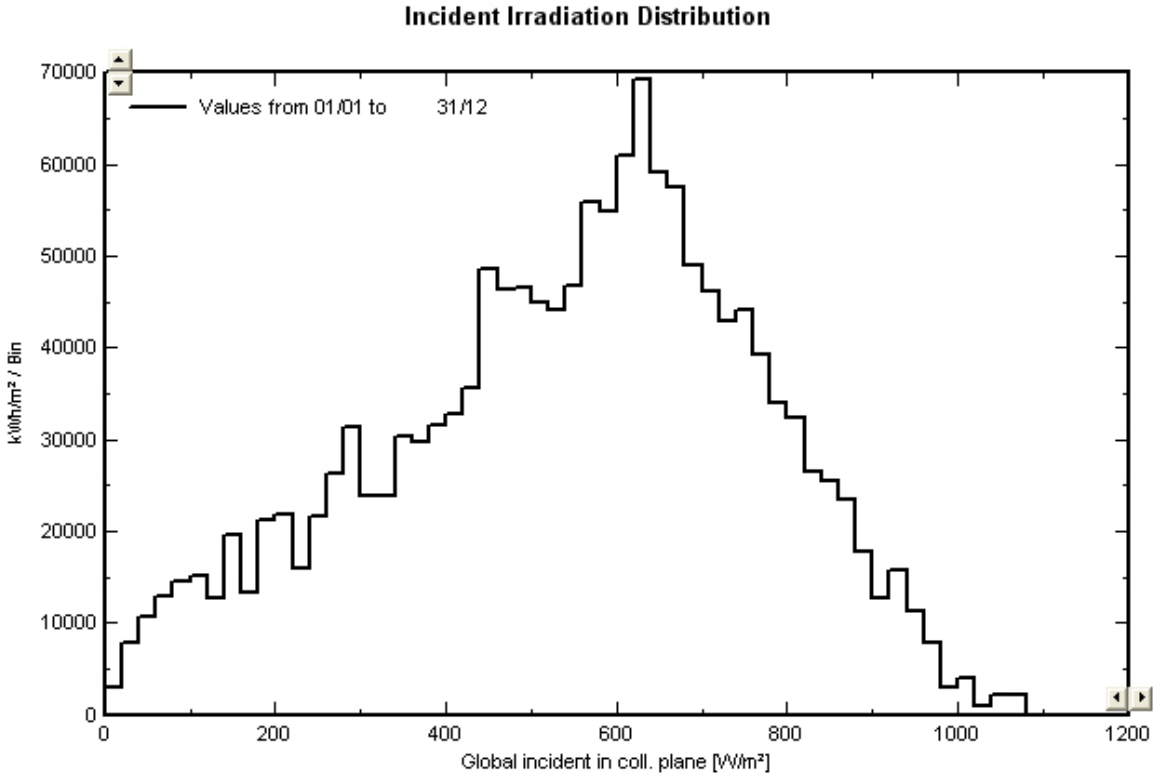


Figura 140. Distribución de la Irradiación incidente para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

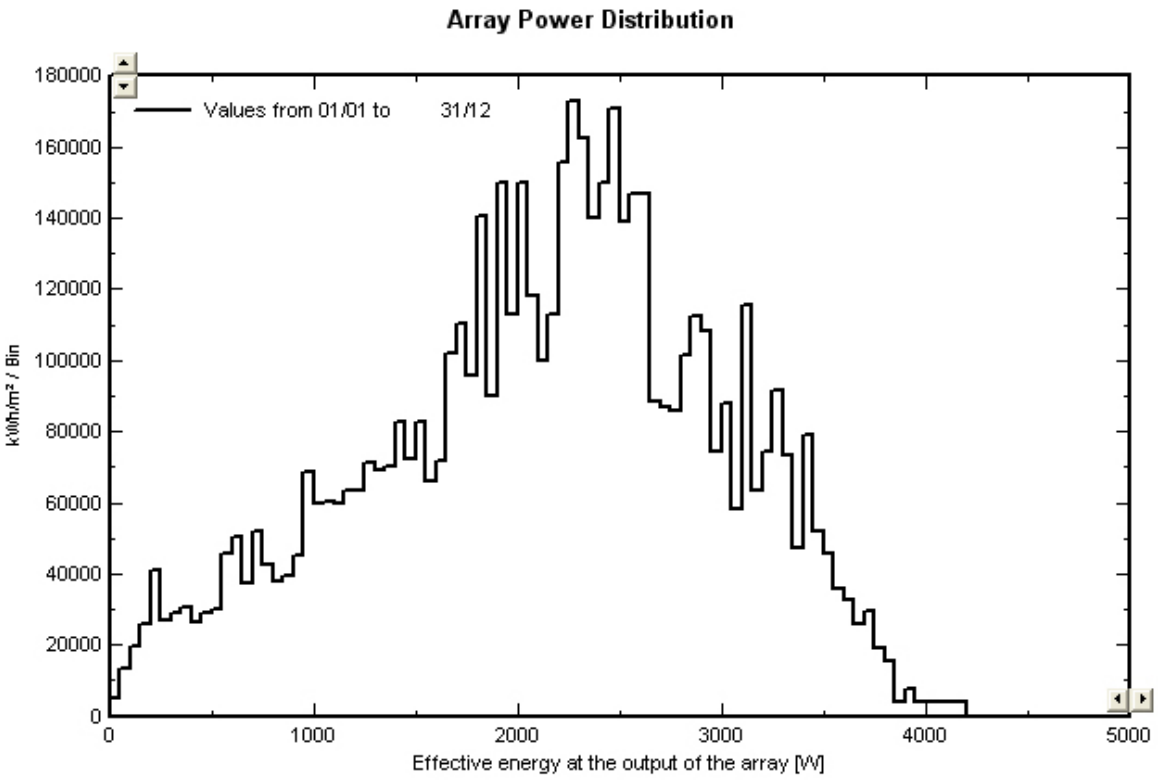


Figura 141. Distribución de la potencia del generador para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

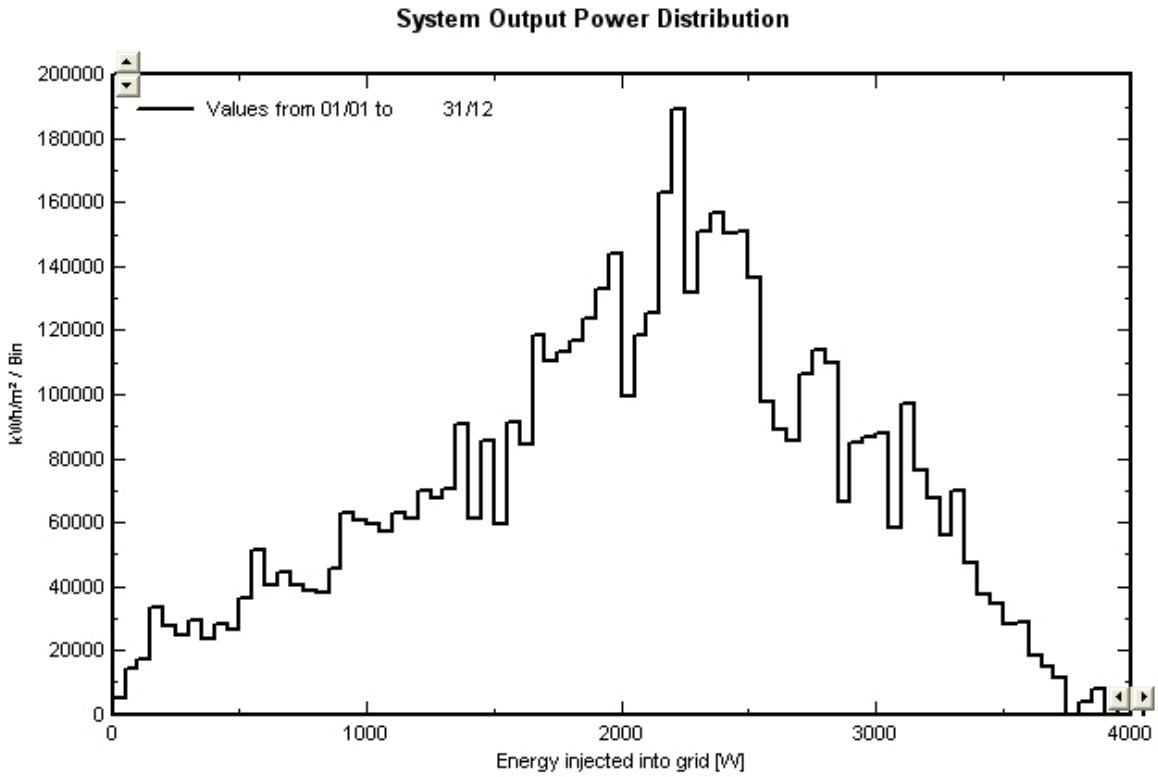


Figura 142. Distribución de la potencia de salida del sistema para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

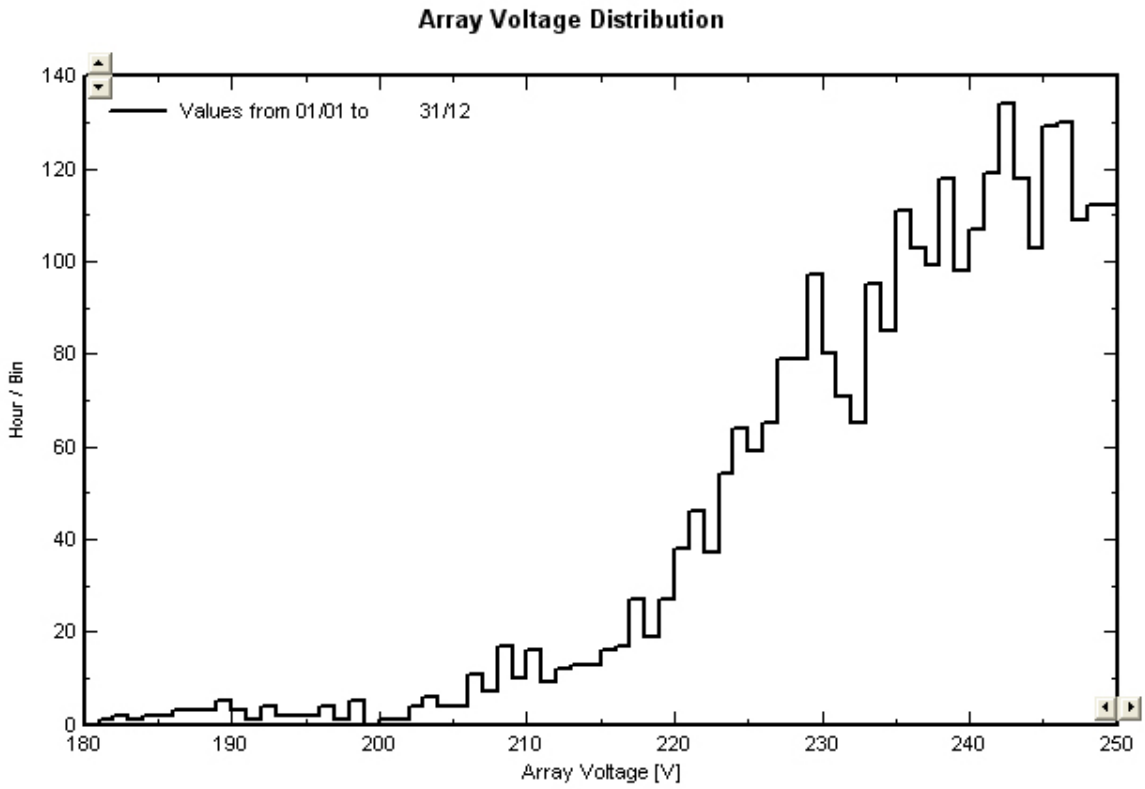


Figura 143. Distribución de la tensión del generador para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	66.0	5.50	118.1	115.6	484.9	464.8	10.17	9.75
February	77.0	7.00	105.7	102.9	425.3	406.9	9.96	9.53
March	141.0	9.30	161.3	155.9	641.7	615.9	9.85	9.45
April	153.0	11.60	125.5	120.0	491.2	469.4	9.69	9.26
May	204.0	15.50	133.8	126.6	507.7	484.4	9.39	8.96
June	223.0	20.40	127.7	119.4	465.0	442.7	9.01	8.58
July	230.0	24.30	137.5	128.8	489.5	466.5	8.82	8.40
August	201.0	23.80	150.8	143.1	546.3	522.5	8.97	8.57
September	150.0	20.30	148.0	142.1	551.7	528.5	9.23	8.84
October	105.0	14.50	138.4	134.6	537.8	515.3	9.62	9.22
November	64.0	8.90	102.0	99.7	411.0	392.7	9.97	9.53
December	49.0	5.90	82.9	81.1	340.0	324.2	10.15	9.68
Year	1663.0	13.96	1531.7	1470.0	5892.0	5633.8	9.52	9.11

Tabla 44. Balances y resultados principales para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Meteo and incident energy

	GlobHor	DiffHor	T Amb	WindVel	GlobInc	DifSInc	Alb Inc	DifS/GI
	kWh/m²	kWh/m²	°C	m/s	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	
January	66.0	32.29	5.50	0.0	118.1	33.65	4.45	0.285
February	77.0	39.26	7.00	0.0	105.7	34.39	5.19	0.325
March	141.0	52.46	9.30	0.0	161.3	44.18	9.51	0.274
April	153.0	70.70	11.60	0.0	125.5	49.21	10.32	0.392
May	204.0	71.47	15.50	0.0	133.8	44.70	13.76	0.334
June	223.0	69.62	20.40	0.0	127.7	40.67	15.04	0.318
July	230.0	63.88	24.30	0.0	137.5	37.67	15.51	0.274
August	201.0	63.83	23.80	0.0	150.8	42.55	13.56	0.282
September	150.0	56.08	20.30	0.0	148.0	43.39	10.12	0.293
October	105.0	43.83	14.50	0.0	138.4	38.98	7.08	0.282
November	64.0	33.91	8.90	0.0	102.0	32.33	4.32	0.317
December	49.0	28.65	5.90	0.0	82.9	27.57	3.30	0.333
Year	1663.0	625.96	13.96	0.0	1531.7	469.30	112.16	0.306

Tabla 45. Clima y energía incidente para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Effective incident energy (Transpos., IAM, Shadings)

	GlobHor	GlobInc	GlobIAM	GlobEff	DiffEff
	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²
January	66.0	118.1	115.6	115.6	32.27
February	77.0	105.7	102.9	102.9	32.98
March	141.0	161.3	155.9	155.9	42.37
April	153.0	125.5	120.0	120.0	47.19
May	204.0	133.8	126.6	126.6	42.87
June	223.0	127.7	119.4	119.4	39.01
July	230.0	137.5	128.8	128.8	36.13
August	201.0	150.8	143.1	143.1	40.81
September	150.0	148.0	142.1	142.1	41.62
October	105.0	138.4	134.6	134.6	37.39
November	64.0	102.0	99.7	99.7	31.01
December	49.0	82.9	81.1	81.1	26.44
Year	1663.0	1531.7	1470.0	1470.0	450.08

Tabla 46. Energía incidente efectiva para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Optical factors (Transpos.,IAM,Shadings)

	GlobHor kWh/m²	GlobInc kWh/m²	FTransp	FIAMBm	FIAMGl	FIAMShd
January	66.0	118.1	1.789	0.990	0.979	0.979
February	77.0	105.7	1.373	0.985	0.974	0.974
March	141.0	161.3	1.144	0.973	0.967	0.967
April	153.0	125.5	0.820	0.958	0.956	0.956
May	204.0	133.8	0.656	0.941	0.946	0.946
June	223.0	127.7	0.573	0.922	0.935	0.935
July	230.0	137.5	0.598	0.928	0.937	0.937
August	201.0	150.8	0.750	0.947	0.949	0.949
September	150.0	148.0	0.987	0.963	0.960	0.960
October	105.0	138.4	1.318	0.982	0.973	0.973
November	64.0	102.0	1.594	0.990	0.978	0.978
December	49.0	82.9	1.692	0.992	0.979	0.979
Year	1663.0	1531.7	0.921	0.963	0.960	0.960

Tabla 47. Factores ópticos para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Detailed System Losses

	ModQual kWh	MisLoss kWh	OhmLoss kWh	EArrMPP kWh	InvLoss kWh
January	16.46	10.63	4.433	484.9	20.05
February	14.48	9.35	3.737	425.3	18.39
March	21.82	14.10	5.921	641.7	25.82
April	16.78	10.84	3.567	491.2	21.80
May	17.39	11.23	3.572	507.7	23.23
June	15.98	10.32	3.309	465.0	22.26
July	16.85	10.88	3.790	489.5	22.99
August	18.76	12.12	4.699	546.3	23.83
September	18.88	12.20	5.098	551.7	23.23
October	18.33	11.84	5.278	537.8	22.55
November	14.00	9.04	3.630	411.0	18.28
December	11.58	7.48	2.749	340.0	15.77
Year	201.30	130.03	49.784	5892.0	258.20

Tabla 48. Pérdidas detalladas del sistema para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Detailed Inverter losses

	EOutInv	EffInvR	InvLoss	IL Oper	IL Pmin	IL Pmax	IL Vmin	IL Vmax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	464.8	95.9	20.05	20.05	0.000	0.000	0.000	0.000
February	406.9	95.7	18.39	18.39	0.000	0.000	0.000	0.000
March	615.9	96.0	25.82	25.82	0.000	0.000	0.000	0.000
April	469.4	95.6	21.80	21.80	0.000	0.000	0.000	0.000
May	484.4	95.4	23.23	23.23	0.000	0.000	0.000	0.000
June	442.7	95.2	22.26	22.26	0.000	0.000	0.000	0.000
July	466.5	95.3	22.99	22.99	0.000	0.000	0.000	0.000
August	522.5	95.6	23.83	23.83	0.000	0.000	0.000	0.000
September	528.5	95.8	23.23	23.23	0.000	0.000	0.000	0.000
October	515.3	95.8	22.55	22.55	0.000	0.000	0.000	0.000
November	392.7	95.6	18.28	18.28	0.000	0.000	0.000	0.000
December	324.2	95.4	15.77	15.77	0.000	0.000	0.000	0.000
Year	5633.8	95.6	258.20	258.20	0.000	0.000	0.000	0.000

Tabla 49. Pérdidas detalladas del inversor para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Energy use and User's needs

	E Avail	E User	E Gridl	SolFrac
	kWh	kWh	kWh	
January	464.8	464.8	0.000	1.000
February	406.9	406.9	0.000	1.000
March	615.9	615.9	0.000	1.000
April	469.4	469.4	0.000	1.000
May	484.4	484.4	0.000	1.000
June	442.7	442.7	0.000	1.000
July	466.5	466.5	0.000	1.000
August	522.5	522.5	0.000	1.000
September	528.5	528.5	0.000	1.000
October	515.3	515.3	0.000	1.000
November	392.7	392.7	0.000	1.000
December	324.2	324.2	0.000	1.000
Year	5633.8	5633.8	0.000	1.000

Tabla 50. Utilización de energía y necesidades del usuario para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Normalized Performance Coefficients

	Yr	Lc	Ya	Ls	Yf	Lcr	Lsr	PR
	kWh/m².day		kWh/kWp/d		kWh/kWp/d			
January	118.05	0.550	0.79	0.135	3.12	0.144	0.035	0.820
February	105.69	0.610	0.79	0.137	3.03	0.162	0.036	0.802
March	161.25	0.889	1.08	0.174	4.14	0.171	0.033	0.796
April	125.47	0.772	0.87	0.151	3.26	0.184	0.036	0.779
May	133.80	0.905	0.90	0.156	3.26	0.210	0.036	0.754
June	127.72	1.028	0.89	0.155	3.07	0.242	0.036	0.722
July	137.46	1.144	0.92	0.155	3.14	0.258	0.035	0.707
August	150.83	1.194	1.01	0.160	3.51	0.245	0.033	0.722
September	148.03	1.103	1.03	0.161	3.67	0.224	0.033	0.744
October	138.41	0.850	0.93	0.152	3.46	0.190	0.034	0.776
November	102.04	0.547	0.71	0.127	2.73	0.161	0.037	0.802
December	82.89	0.389	0.56	0.106	2.18	0.145	0.040	0.815
Year	1531.66	0.833	0.87	0.147	3.22	0.199	0.035	0.766

Tabla 51. Coeficientes de rendimiento para la fachada revestida. Fuente: PVSYST.

ANEXO 10. RESULTADOS DEL DISEÑO PRELIMINAR PARA EL LUCERNARIO

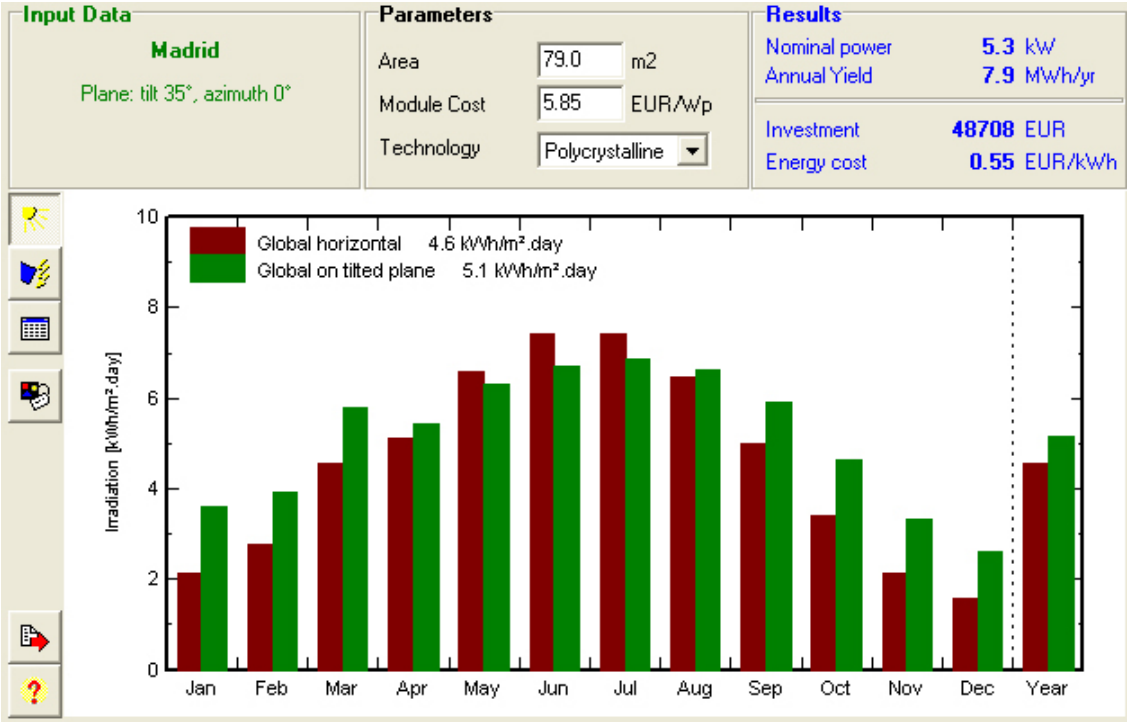


Figura 144. Irradiación global horizontal e irradiación global en el módulo inclinado para el lucernario. Fuente: PVSYST.

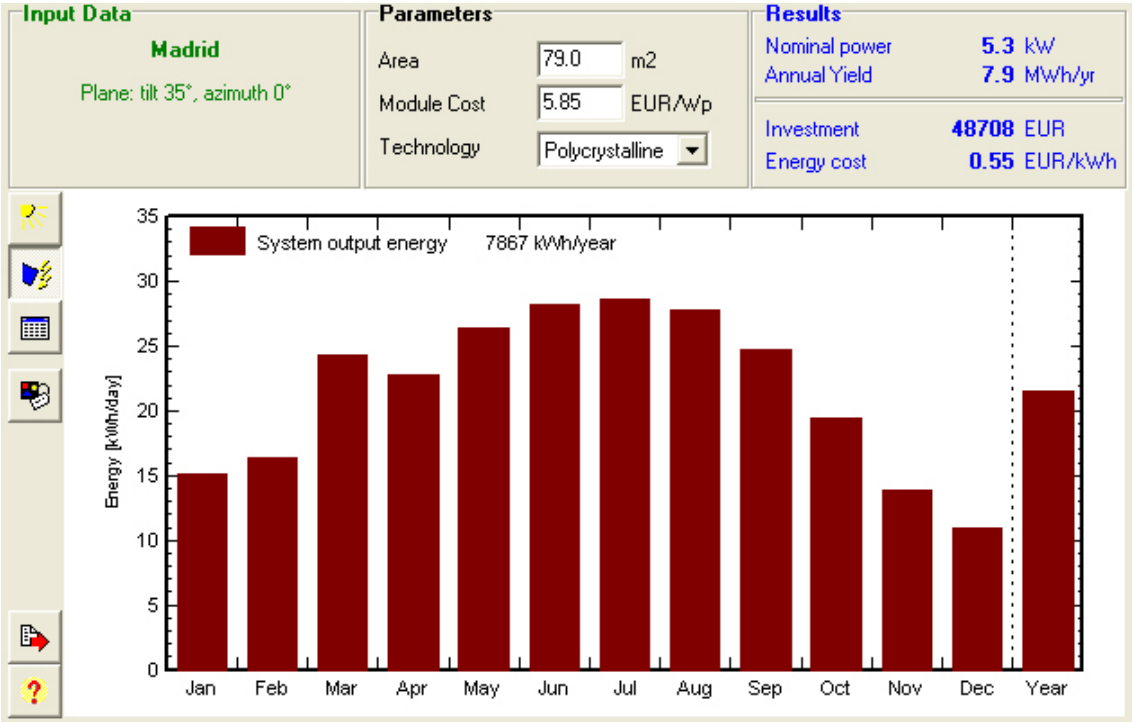


Figura 145. Energía de salida para el lucernario. Fuente: PVSYST.

Input Data

Madrid

Plane: tilt 35°, azimuth 0°

Parameters

Area 79.0 m2

Module Cost 5.85 EUR/Wp

Technology Polycrystalline

Results

Nominal power **5.3** kW

Annual Yield **7.9** MWh/yr

Investment **48708** EUR

Energy cost **0.55** EUR/kWh

	Gl. horiz. kWh/m².day	Coll. Plane kWh/m².day	System output kWh/day	System output kWh
Jan.	2.13	3.60	15.07	467
Feb.	2.75	3.90	16.32	457
Mar.	4.55	5.80	24.29	753
Apr.	5.10	5.43	22.74	682
May	6.58	6.29	26.35	817
June	7.43	6.72	28.13	844
July	7.42	6.85	28.66	888
Aug.	6.48	6.62	27.73	860
Sep.	5.00	5.91	24.72	742
Oct.	3.39	4.63	19.38	601
Nov.	2.13	3.32	13.89	417
Dec.	1.58	2.62	10.98	340
Year	4.55	5.15	21.55	7867

Figura 146. Tabla con los resultados mensuales principales del sistema para el lucernario. Fuente: PVSYST.

Input Data

Madrid

Plane: tilt 35°, azimuth 0°

Parameters

Area 79.0 m2

Module Cost 5.85 EUR/Wp

Technology Polycrystalline

Results

Nominal power **5.3** kW

Annual Yield **7.9** MWh/yr

Investment **48708** EUR

Energy cost **0.55** EUR/kWh

Economic gross evaluation (excluding taxes and subsidies)

Module cost	31056	EUR
Supports cost	6067	EUR
Inverter and wiring	3716	EUR
Transport/Mounting	7868	EUR
Total investment	**48708**	**EUR**
Annuities	3908	EUR/yr
Maintenance costs	420	EUR/yr
Total Yearly cost	**4328**	**EUR/yr**
Energy cost	**0.55**	**EUR/kWh**

These values should only be considered as an order of magnitude. More precise evaluations will be available with detailed simulation.

Currency

Europa - EU EUR

Rates

Loan

Duration 20 years

Rate 5.0 %

Ann. factor : 0.080

Edit cost

Figura 147. Estimación del coste del sistema para el lucernario. Fuente: PVSYST.

ANEXO 11. MÓDULO VIDURSOLAR VS36 C54 P180

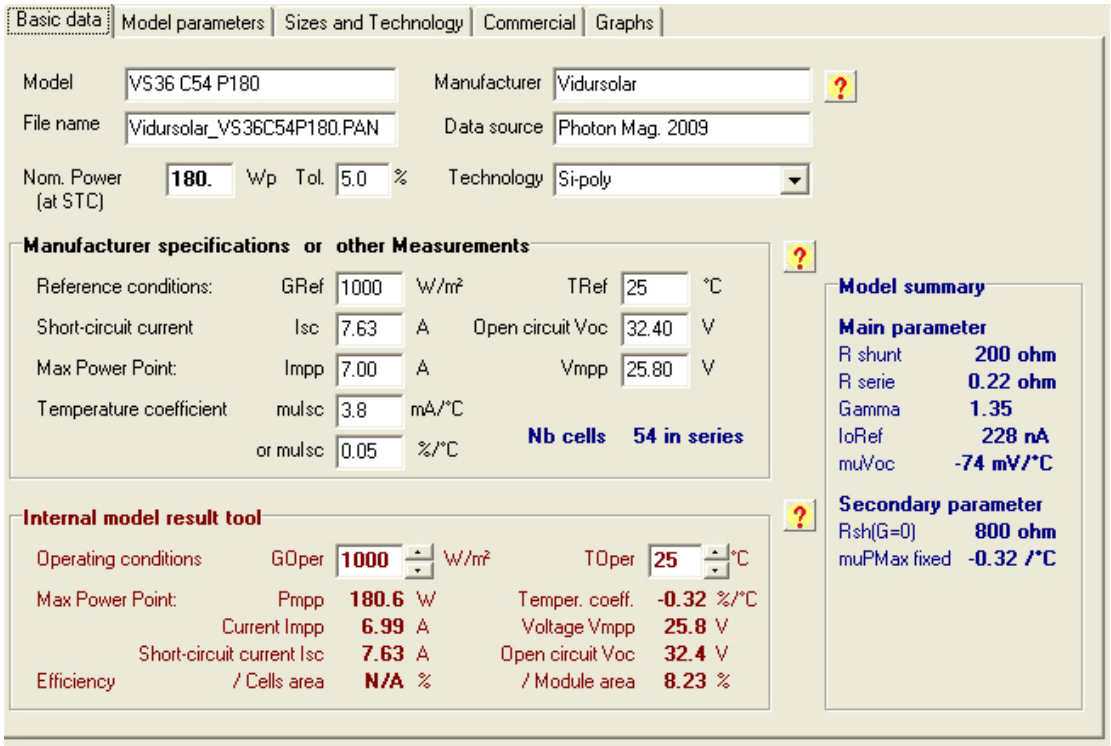


Figura 148. Datos básicos del módulo Vidursolar VS36 C54 P180.
Fuente: PVSYST.

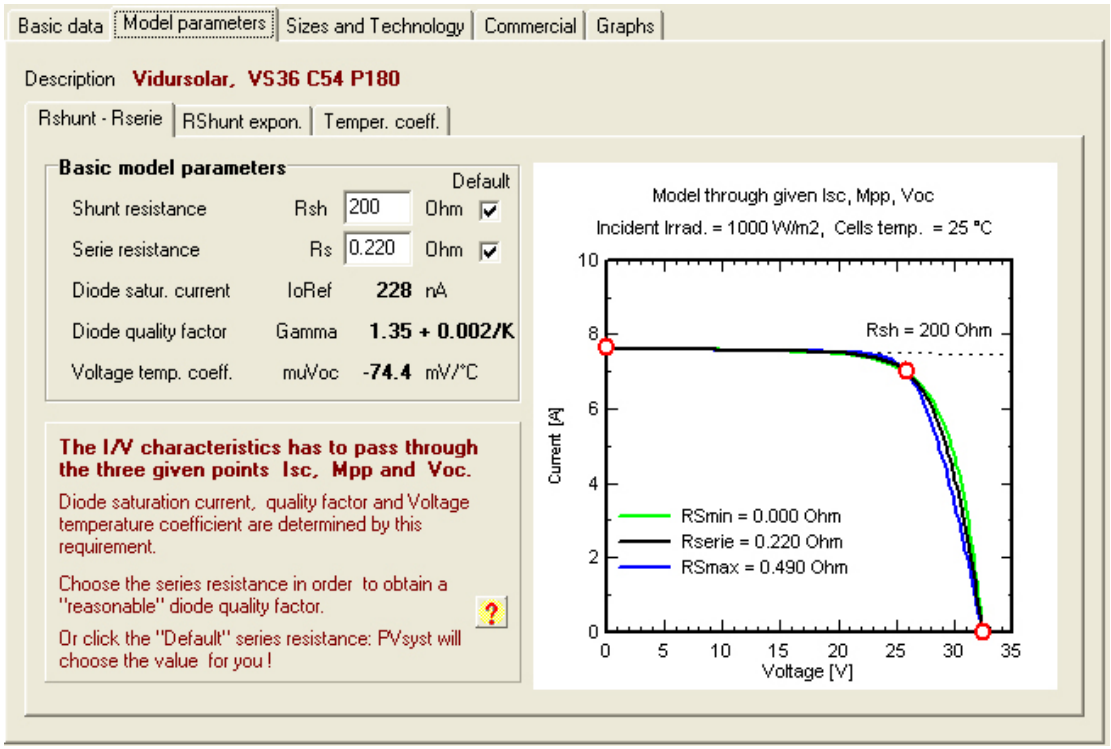


Figura 149. Parámetros modelo del módulo Vidursolar VS36 C54 P180.
Fuente: PVSYST.

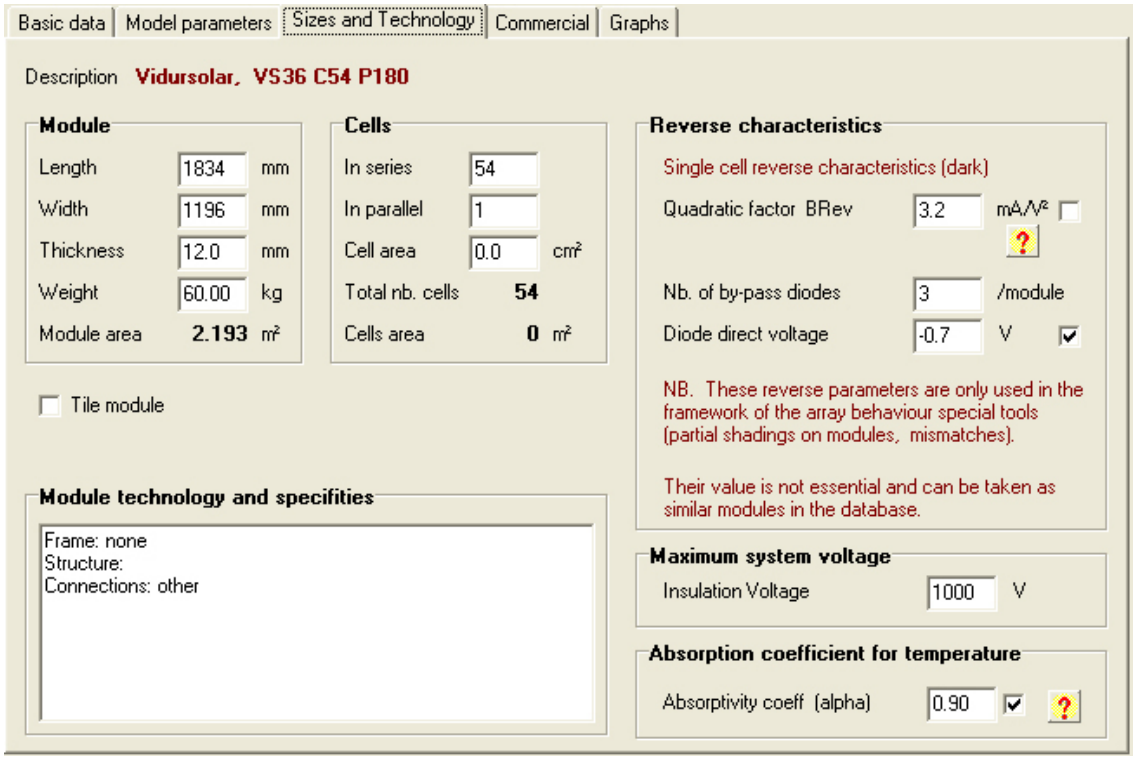


Figura 150. Dimensiones y tecnología del módulo Vidursolar VS36 C54 P180. Fuente: PVSYST.

ANEXO 12. INVERSOR DIEHL PLATINUM 7200 TL

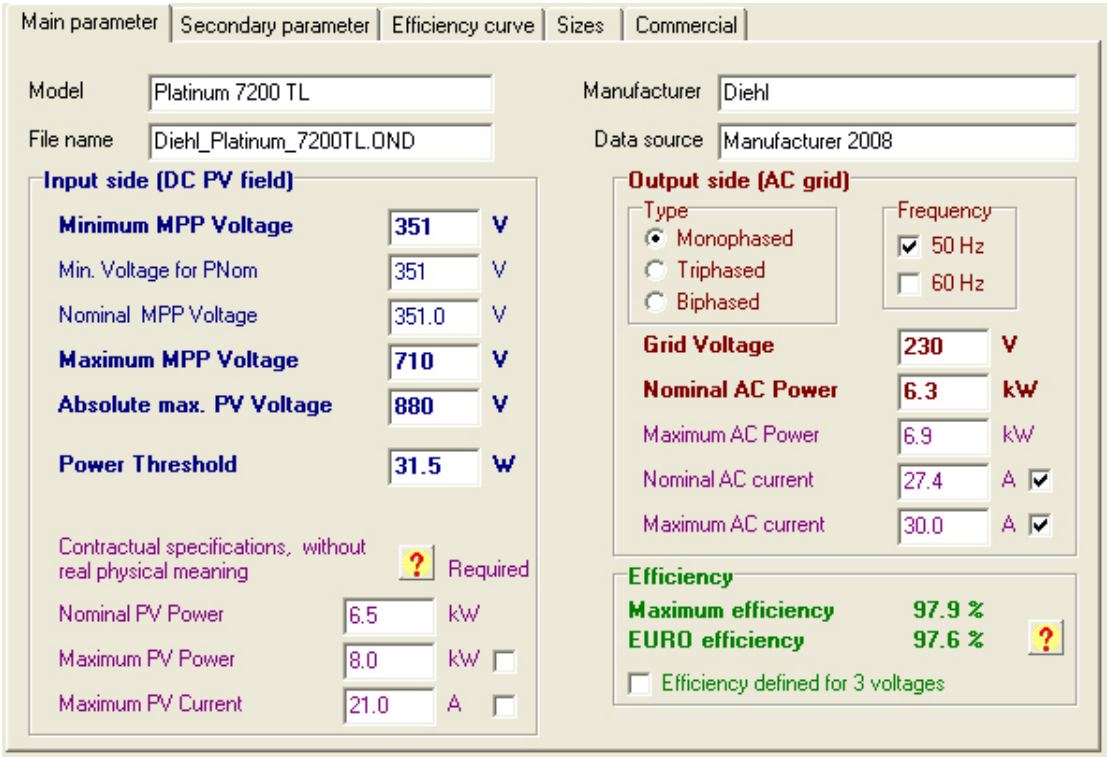


Figura 151. Parámetros principales del Inversor Diehl Platinum 7200 TL. Fuente: PVSYST.

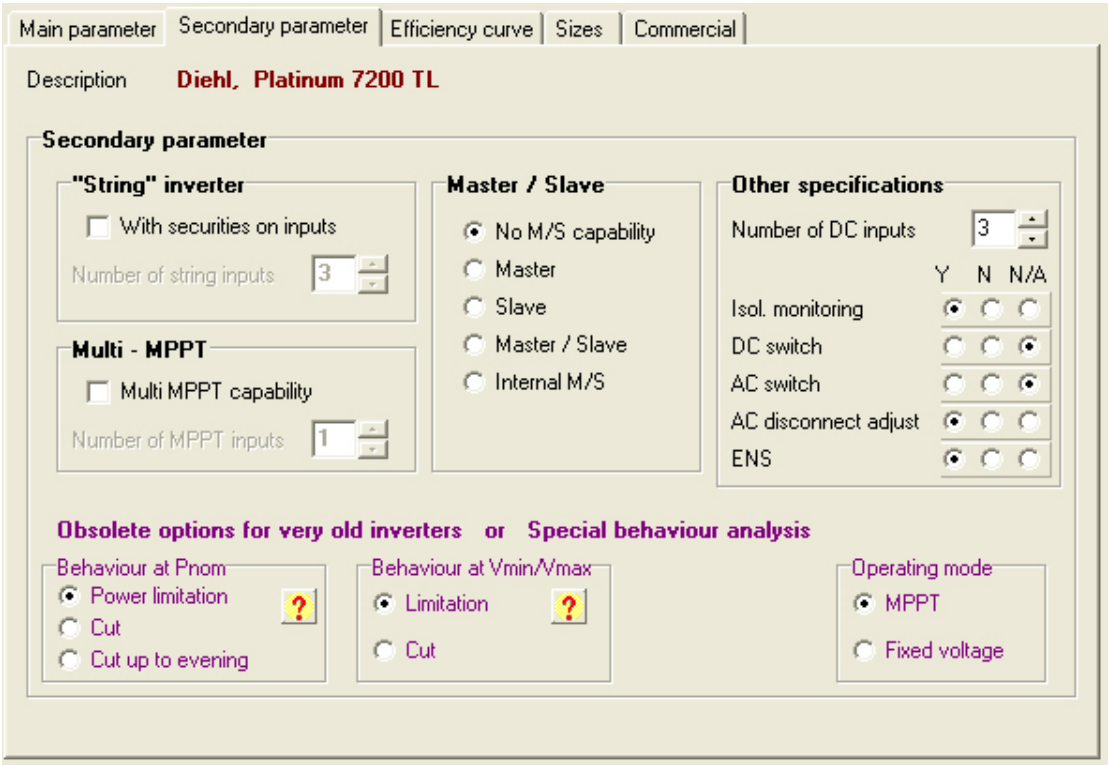


Figura 152. Parámetros secundarios del Inversor Diehl Platinum 7200 TL. Fuente: PVSYST.

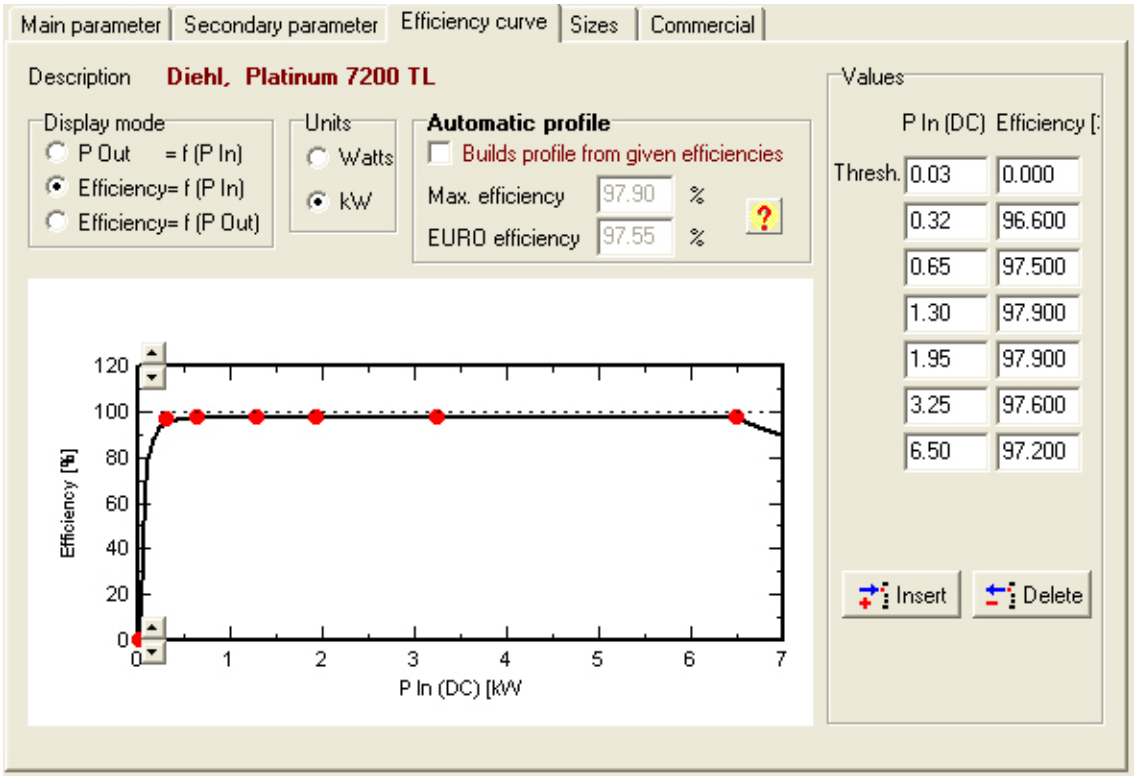


Figura 153. Curva de eficiencia del Inversor Diehl Platinum 7200 TL.
Fuente: PVSYST.

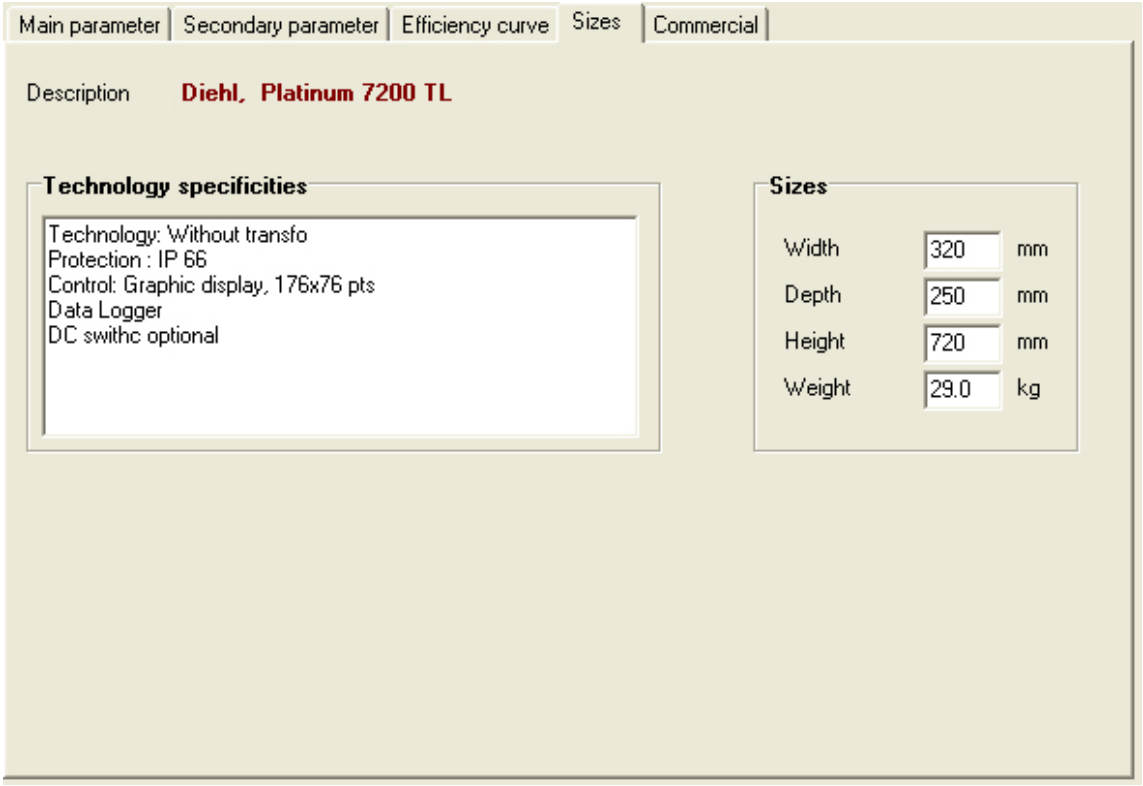


Figura 154. Dimensiones del Inversor Diehl Platinum 7200 TL.
Fuente: PVSYST.

ANEXO 13. RESULTADOS DETALLADOS PARA EL LUCERNARIO

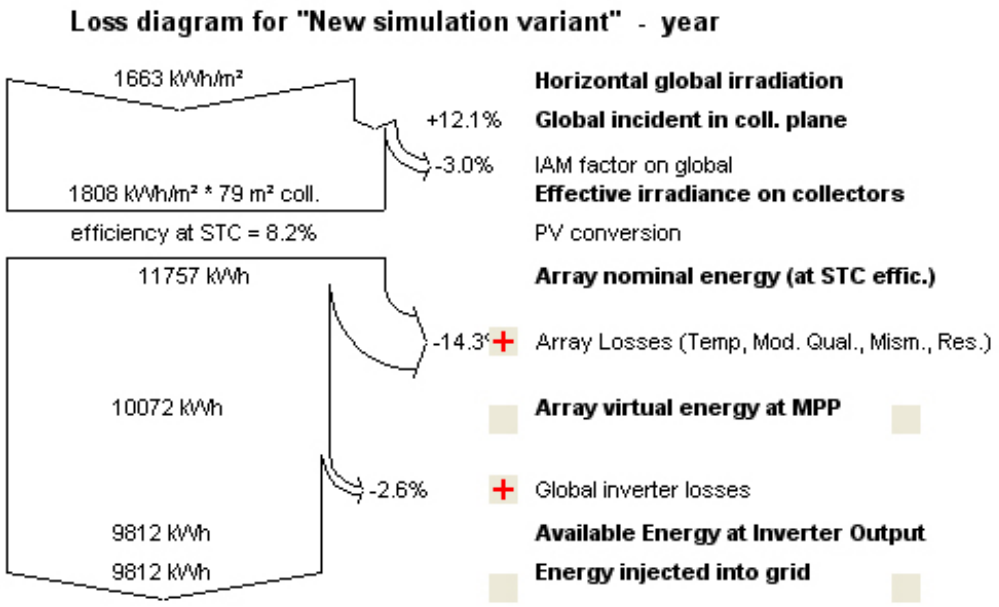


Figura 155. Diagrama de pérdidas para el lucernario. Fuente: PVSYST.

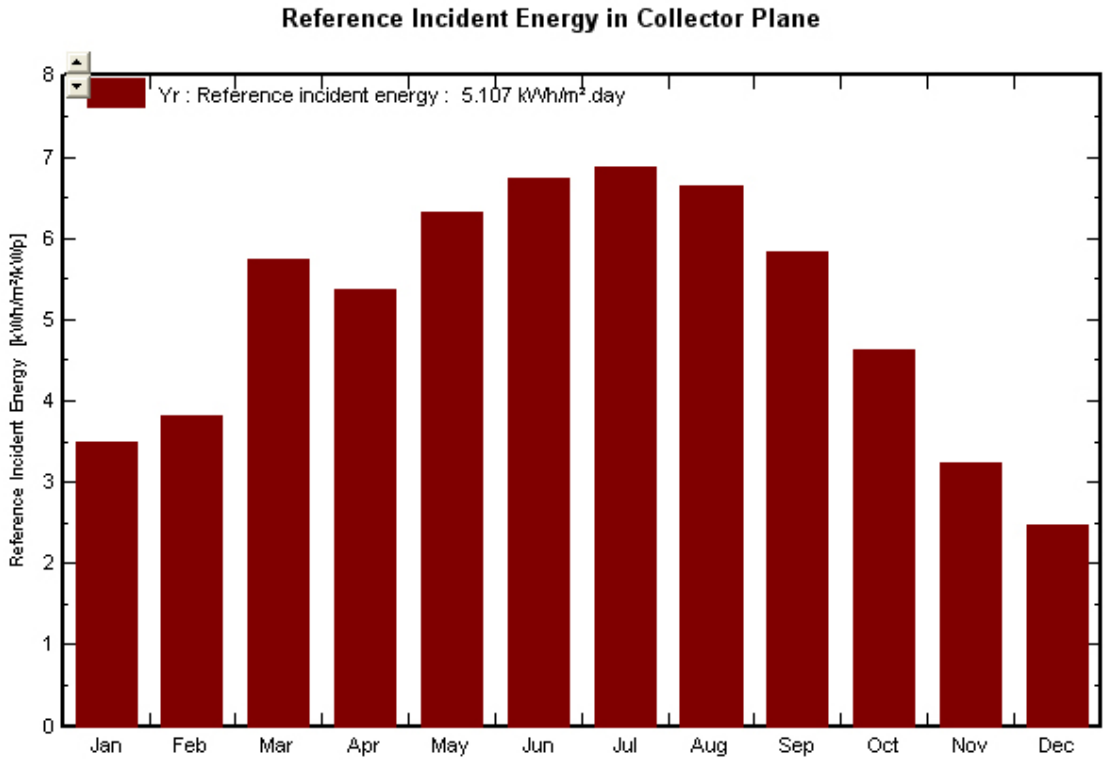


Figura 156. Energía incidente de referencia en el plano receptor para el lucernario. Fuente: PVSYST.

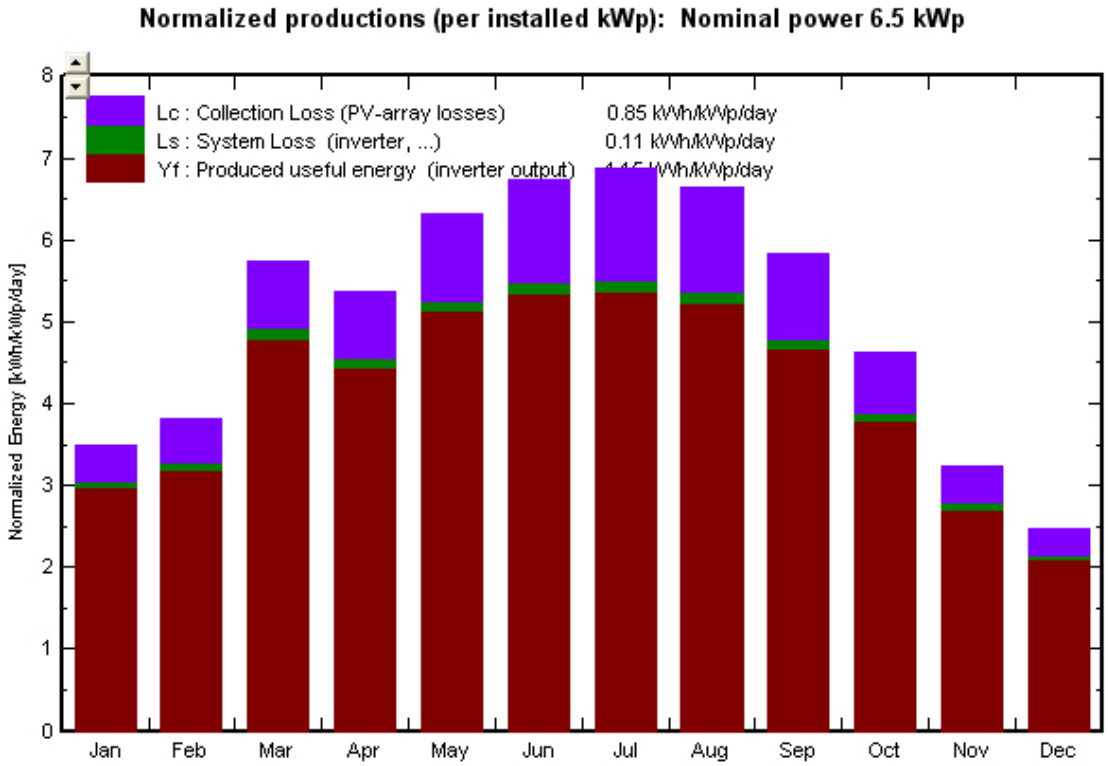


Figura 157. Producciones normalizadas para el lucernario. Fuente: PVSYST.

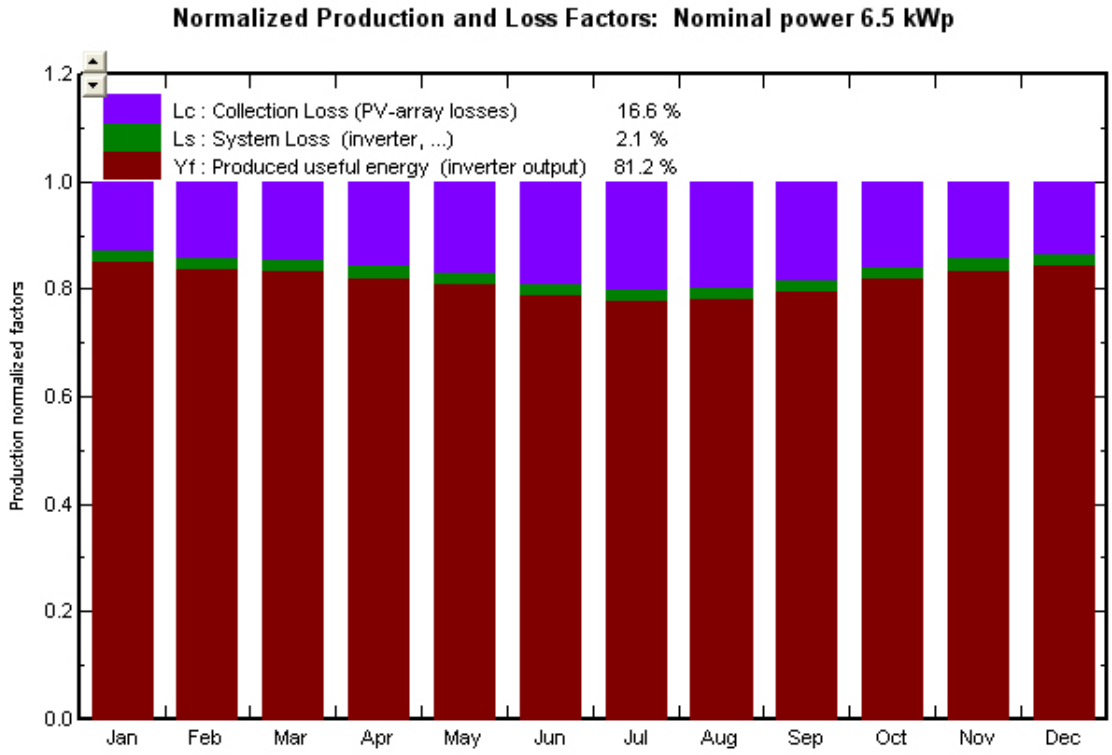


Figura 158. Producciones normalizadas y factores de pérdida para el lucernario. Fuente: PVSYST.

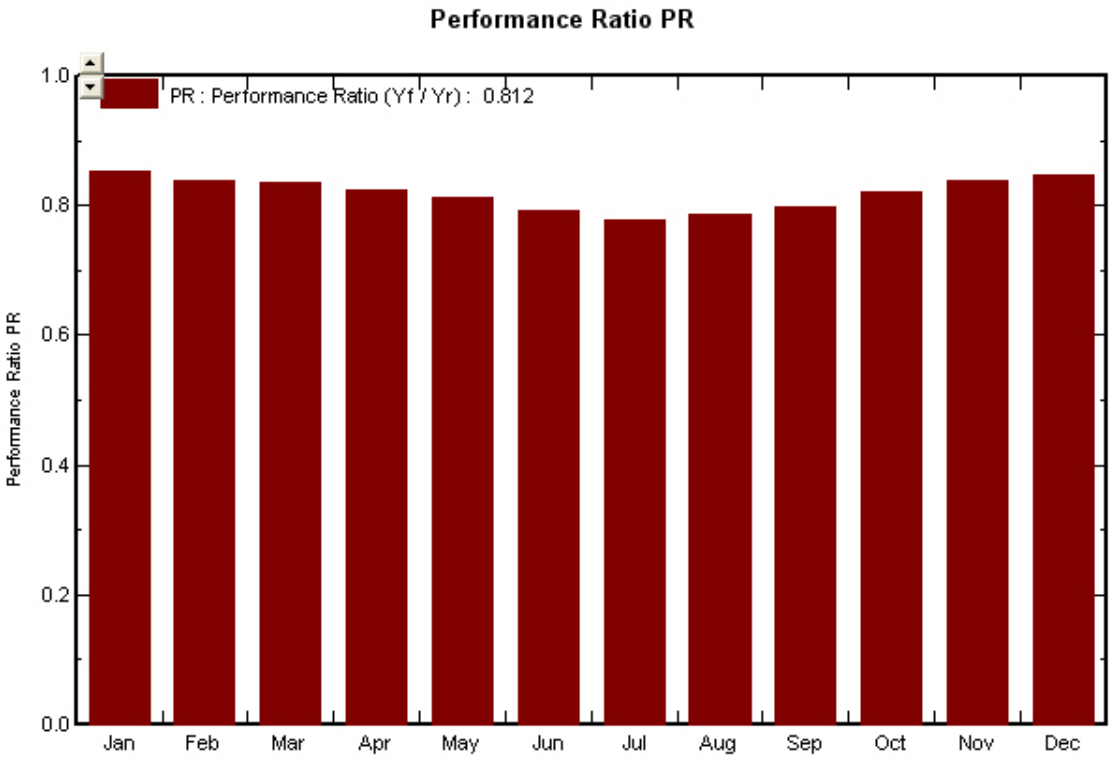


Figura 159. Factor de rendimiento (PR) para el lucernario. Fuente: PVSYST.

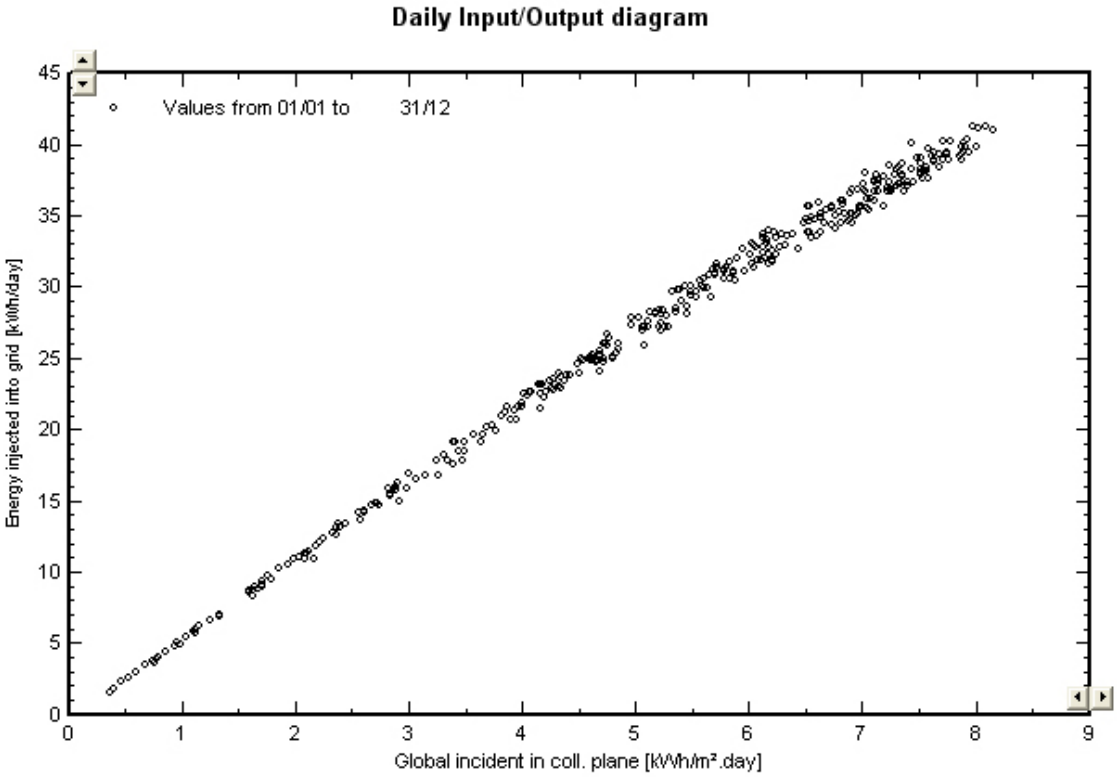


Figura 160. Diagrama diario entrada/salida para el lucernario. Fuente: PVSYST.

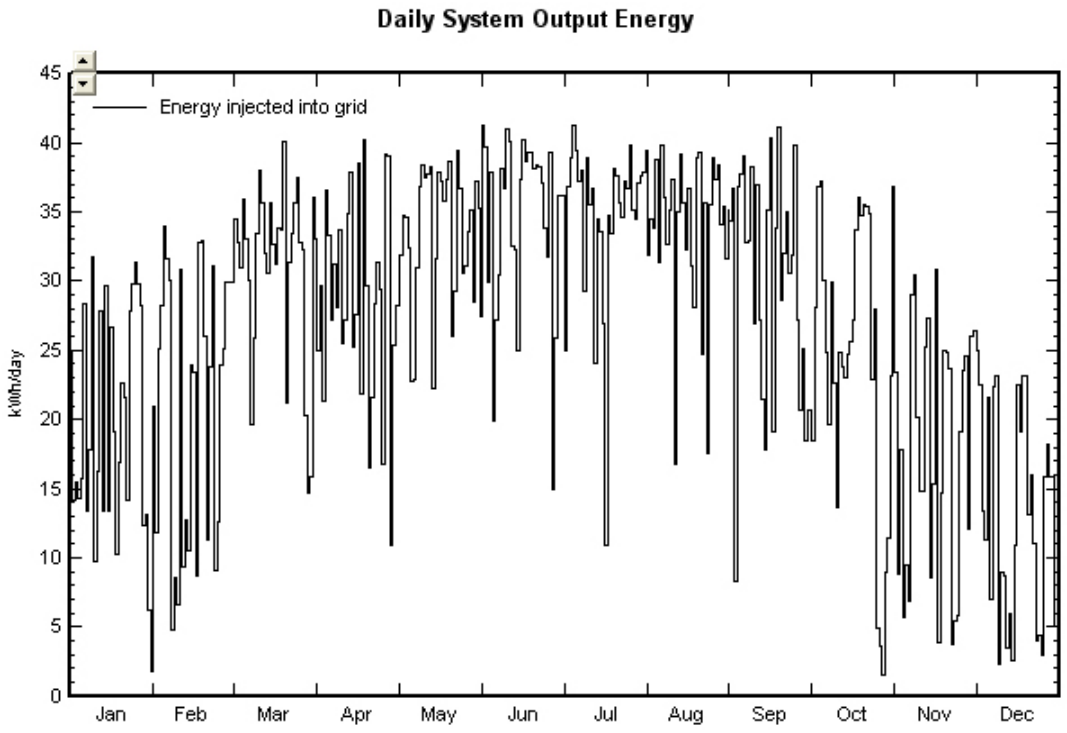


Figura 161. Energía diaria de salida del sistema para el lucernario.
Fuente: PVSYST.

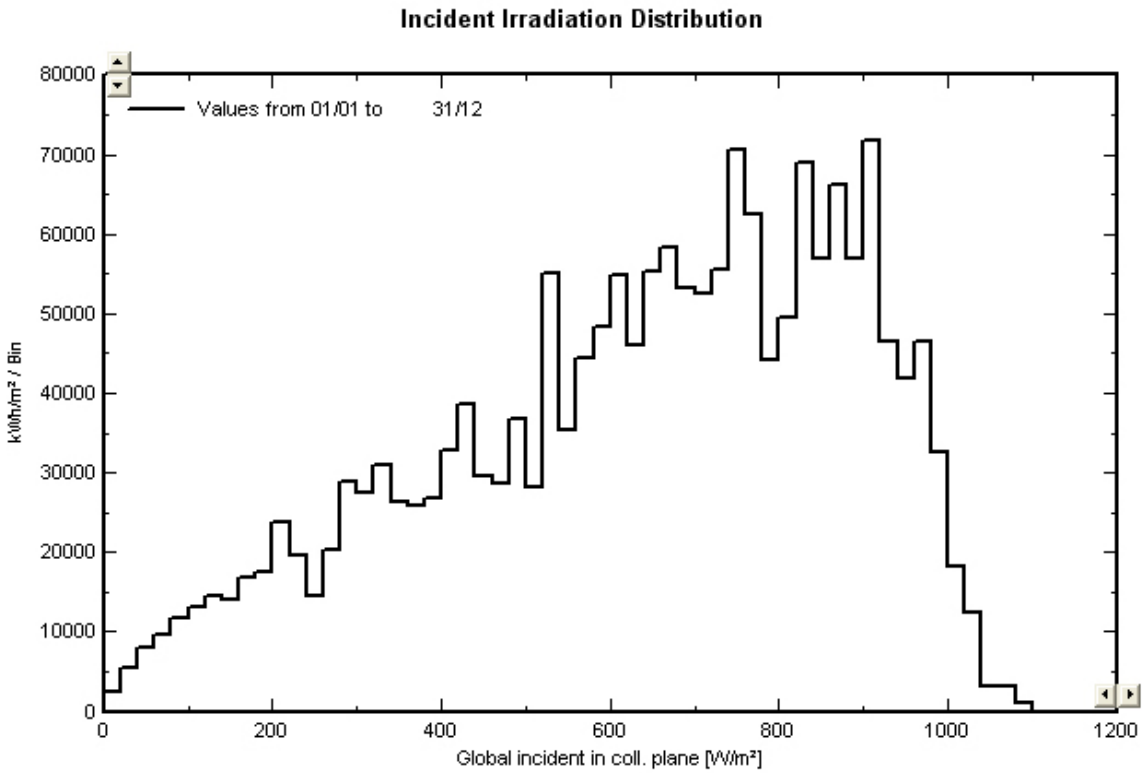


Figura 162. Distribución de la Irradiación incidente para el lucernario.
Fuente: PVSYST.

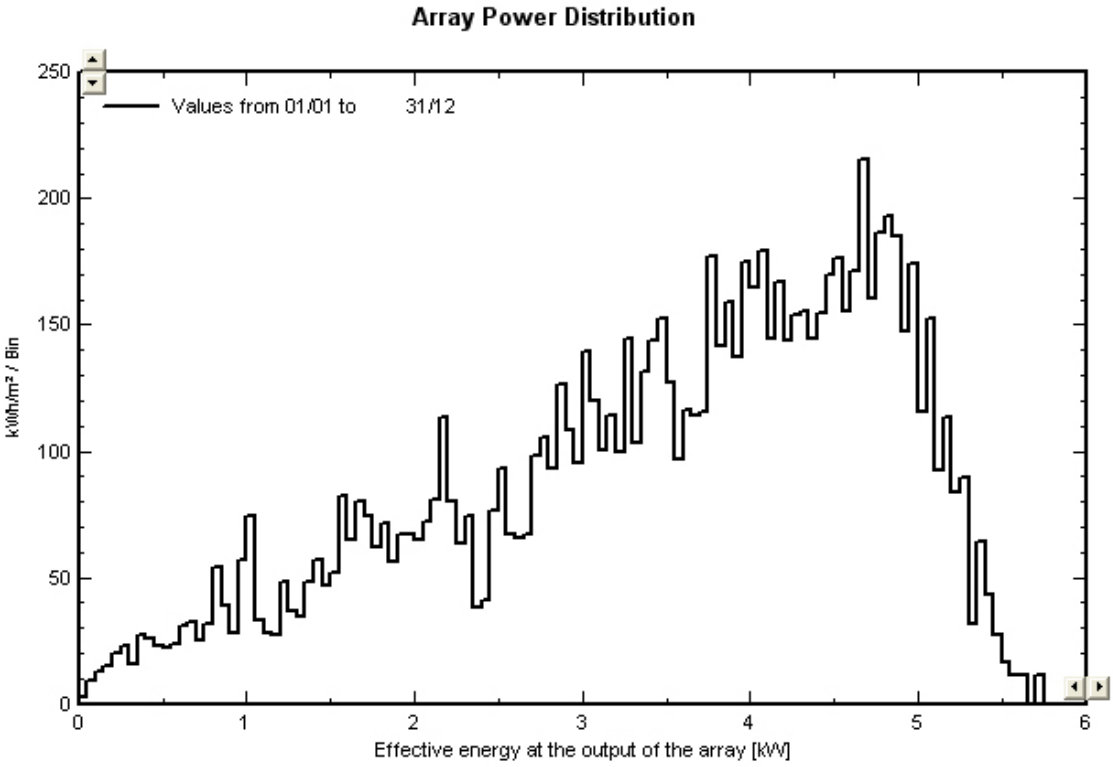


Figura 163. Distribución de la potencia del generador para el lucernario.
Fuente: PVSYST.

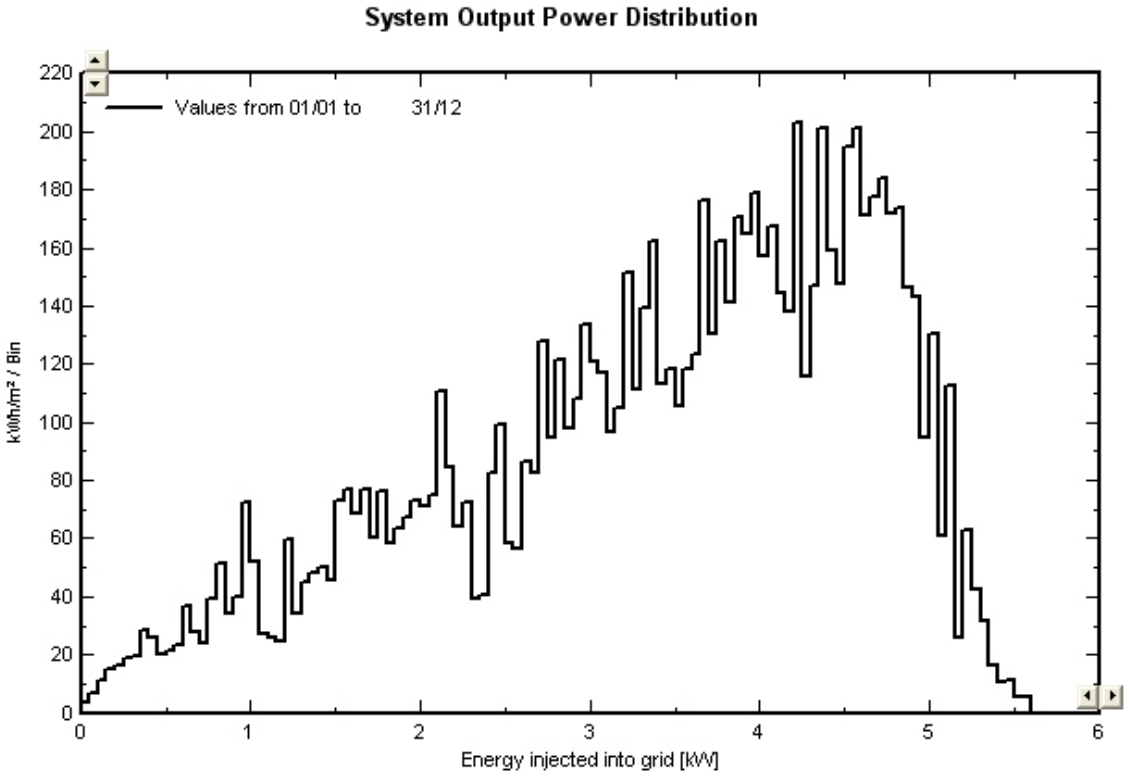


Figura 164. Distribución de la potencia de salida del sistema para el lucernario.
Fuente: PVSYST.

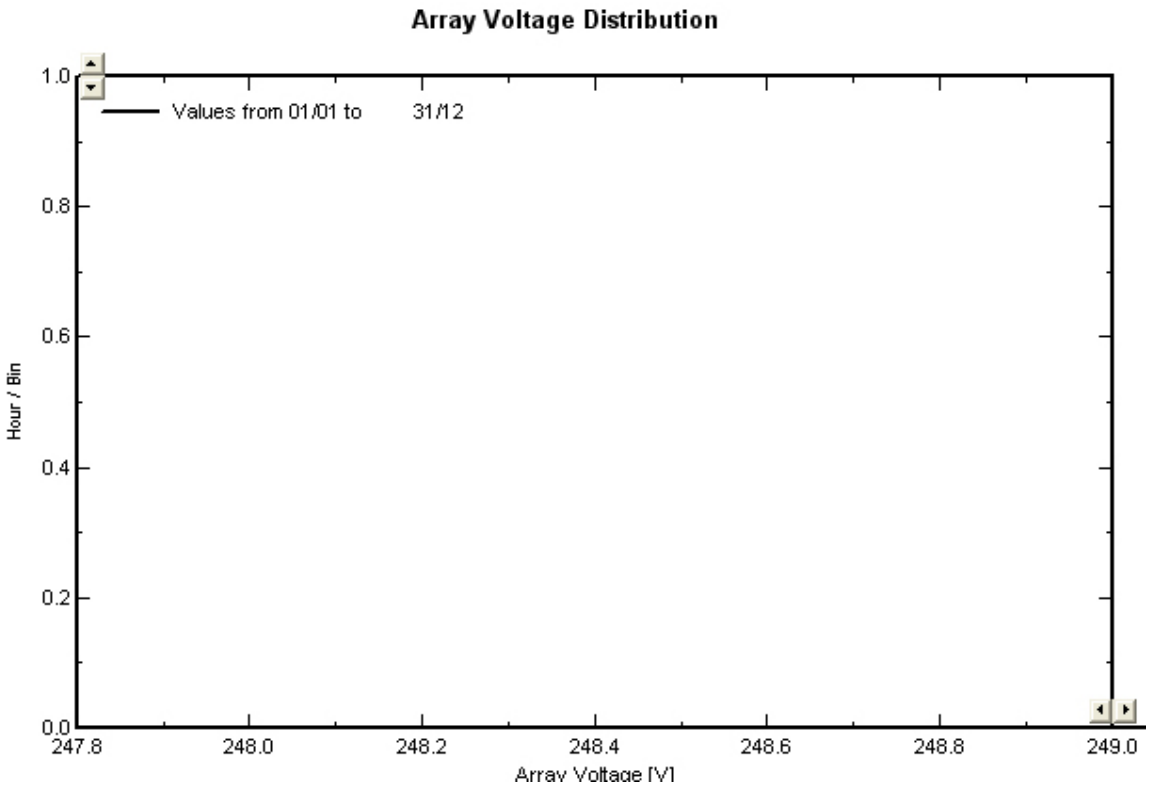


Figura 165. Distribución de la tensión del generador para el lucernario. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	66.0	5.50	108.3	105.3	613	598	7.17	6.99
February	77.0	7.00	106.6	103.7	595	580	7.07	6.89
March	141.0	9.30	178.2	173.3	989	964	7.03	6.85
April	153.0	11.60	161.3	156.1	884	861	6.94	6.76
May	204.0	15.50	195.8	189.9	1057	1030	6.84	6.66
June	223.0	20.40	202.1	195.5	1065	1037	6.67	6.50
July	230.0	24.30	213.1	206.0	1106	1076	6.57	6.40
August	201.0	23.80	206.1	199.7	1077	1049	6.62	6.45
September	150.0	20.30	175.2	170.0	930	907	6.72	6.55
October	105.0	14.50	143.2	139.4	782	762	6.92	6.74
November	64.0	8.90	97.1	94.4	541	527	7.06	6.88
December	49.0	5.90	76.9	74.7	433	422	7.13	6.95
Year	1663.0	13.96	1863.9	1808.1	10072	9812	6.84	6.67

Tabla 52. Balances y resultados principales para el lucernario. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Meteo and incident energy

	GlobHor	DiffHor	T Amb	WindVel	GlobInc	DifSInc	Alb Inc	DifS/GI
	kWh/m²	kWh/m²	°C	m/s	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	
January	66.0	32.29	5.50	0.0	108.3	37.62	1.194	0.347
February	77.0	39.26	7.00	0.0	106.6	41.66	1.392	0.391
March	141.0	52.46	9.30	0.0	178.2	55.36	2.550	0.311
April	153.0	70.70	11.60	0.0	161.3	67.61	2.767	0.419
May	204.0	71.47	15.50	0.0	195.8	65.68	3.689	0.335
June	223.0	69.62	20.40	0.0	202.1	62.20	4.033	0.308
July	230.0	63.88	24.30	0.0	213.1	57.62	4.159	0.270
August	201.0	63.83	23.80	0.0	206.1	60.73	3.635	0.295
September	150.0	56.08	20.30	0.0	175.2	56.82	2.713	0.324
October	105.0	43.83	14.50	0.0	143.2	47.24	1.899	0.330
November	64.0	33.91	8.90	0.0	97.1	37.56	1.157	0.387
December	49.0	28.65	5.90	0.0	76.9	31.78	0.886	0.413
Year	1663.0	625.96	13.96	0.0	1863.9	621.88	30.075	0.334

Tabla 53. Clima y energía incidente para el lucernario. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Effective incident energy (Transpos., IAM, Shadings)

	GlobHor	GlobInc	GlobIAM	GlobEff	DiffEff
	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²
January	66.0	108.3	105.3	105.3	36.18
February	77.0	106.6	103.7	103.7	40.07
March	141.0	178.2	173.3	173.3	53.25
April	153.0	161.3	156.1	156.1	65.02
May	204.0	195.8	189.9	189.9	63.17
June	223.0	202.1	195.5	195.5	59.82
July	230.0	213.1	206.0	206.0	55.41
August	201.0	206.1	199.7	199.7	58.40
September	150.0	175.2	170.0	170.0	54.65
October	105.0	143.2	139.4	139.4	45.43
November	64.0	97.1	94.4	94.4	36.13
December	49.0	76.9	74.7	74.7	30.56
Year	1663.0	1863.9	1808.1	1808.1	598.09

Tabla 54. Energía incidente efectiva para el lucernario. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Optical factors (Transpos.,IAM,Shadings)

	GlobHor kWh/m²	GlobInc kWh/m²	FTransp	FIAMBm	FIAMGI	FIAMShd
January	66.0	108.3	1.640	0.981	0.973	0.973
February	77.0	106.6	1.385	0.982	0.972	0.972
March	141.0	178.2	1.264	0.980	0.973	0.973
April	153.0	161.3	1.054	0.977	0.968	0.968
May	204.0	195.8	0.960	0.977	0.970	0.970
June	223.0	202.1	0.906	0.974	0.967	0.967
July	230.0	213.1	0.927	0.972	0.967	0.967
August	201.0	206.1	1.025	0.976	0.969	0.969
September	150.0	175.2	1.168	0.977	0.970	0.970
October	105.0	143.2	1.364	0.983	0.974	0.974
November	64.0	97.1	1.517	0.982	0.973	0.973
December	49.0	76.9	1.569	0.982	0.972	0.972
Year	1663.0	1863.9	1.121	0.978	0.970	0.970

Tabla 55. Factores ópticos para el lucernario. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Detailed System Losses

	ModQual kWh	MisLoss kWh	OhmLoss kWh	EArrMPP kWh	InvLoss kWh
January	17.20	13.40	4.88	613	15.21
February	16.71	13.03	5.00	595	15.10
March	27.68	21.58	9.95	989	25.04
April	24.83	19.36	8.10	884	22.69
May	29.72	23.17	10.60	1057	27.29
June	30.00	23.39	11.49	1065	28.06
July	31.18	24.31	12.44	1106	29.31
August	30.35	23.67	11.99	1077	28.00
September	26.19	20.42	9.82	930	23.66
October	21.97	17.13	7.62	782	20.07
November	15.24	11.87	4.26	541	14.01
December	12.20	9.51	2.97	433	11.17
Year	283.28	220.84	99.12	10072	259.62

Tabla 56. Pérdidas detalladas del sistema para el lucernario. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Detailed Inverter losses

	EOutInv	EffInvR	InvLoss	IL Oper	IL Pmin	IL Pmax	IL Vmin	IL Vmax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	598	97.5	15.21	15.21	0.000	0.000	0.000	0.000
February	580	97.5	15.10	15.10	0.000	0.000	0.000	0.000
March	964	97.5	25.04	25.04	0.000	0.000	0.000	0.000
April	861	97.4	22.69	22.69	0.000	0.000	0.000	0.000
May	1030	97.4	27.29	27.29	0.000	0.000	0.000	0.000
June	1037	97.4	28.06	28.05	0.000	0.000	0.015	0.000
July	1076	97.4	29.31	29.30	0.000	0.000	0.017	0.000
August	1049	97.4	28.00	27.99	0.000	0.000	0.006	0.000
September	907	97.5	23.66	23.66	0.000	0.000	0.002	0.000
October	762	97.4	20.07	20.07	0.000	0.000	0.000	0.000
November	527	97.4	14.01	14.01	0.000	0.000	0.000	0.000
December	422	97.4	11.17	11.17	0.000	0.000	0.000	0.000
Year	9812	97.4	259.62	259.58	0.000	0.000	0.041	0.000

Tabla 57. Pérdidas detalladas del inversor para el lucernario. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Energy use and User's needs

	E Avail	E User	E Gridl	SolFrac
	kWh	kWh	kWh	
January	598	598	0.000	1.000
February	580	580	0.000	1.000
March	964	964	0.000	1.000
April	861	861	0.000	1.000
May	1030	1030	0.000	1.000
June	1037	1037	0.000	1.000
July	1076	1076	0.000	1.000
August	1049	1049	0.000	1.000
September	907	907	0.000	1.000
October	762	762	0.000	1.000
November	527	527	0.000	1.000
December	422	422	0.000	1.000
Year	9812	9812	0.000	1.000

Tabla 58. Utilización de energía y necesidades del usuario para el lucernario. Fuente: PVSYST.

New simulation variant

Normalized Performance Coefficients

	Yr	Lc	Ya	Ls	Yf	Lcr	Lsr	PR
	kWh/m².day		kWh/kWp/d		kWh/kWp/d			
January	108.27	0.441	0.54	0.076	2.98	0.126	0.022	0.852
February	106.62	0.529	0.59	0.083	3.20	0.139	0.022	0.839
March	178.21	0.826	0.89	0.125	4.80	0.144	0.022	0.835
April	161.26	0.830	0.83	0.117	4.43	0.154	0.022	0.824
May	195.84	1.055	0.97	0.136	5.13	0.167	0.022	0.812
June	202.09	1.257	1.04	0.144	5.33	0.187	0.021	0.792
July	213.12	1.371	1.06	0.146	5.36	0.199	0.021	0.779
August	206.11	1.287	1.03	0.139	5.22	0.194	0.021	0.785
September	175.25	1.055	0.90	0.122	4.66	0.181	0.021	0.799
October	143.18	0.726	0.71	0.100	3.79	0.157	0.022	0.821
November	97.09	0.452	0.50	0.072	2.71	0.140	0.022	0.838
December	76.87	0.325	0.38	0.056	2.10	0.131	0.022	0.847
Year	1863.91	0.848	0.79	0.110	4.15	0.166	0.021	0.812

Tabla 59. Coeficientes de rendimiento para el lucernario. Fuente: PVSYST.

ANEXO 14. PROTECCIONES

protección fusible

Las bases fusibles para DC han sido diseñadas para trabajar en elevadas tensiones hasta 1000VDC.

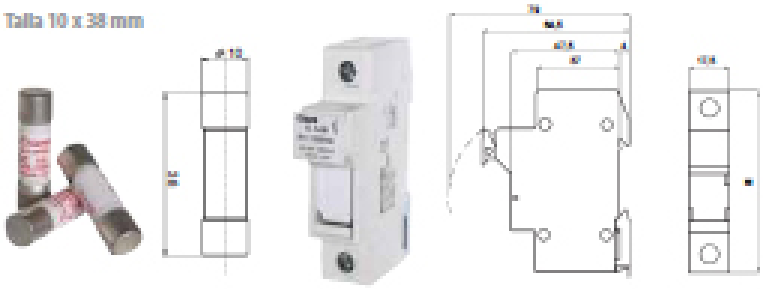
Los fusibles ultrarrápidos de rango completo (gR) para uso en corriente continua aseguran la protección contra las sobrecargas y cortacircuitos.

Conforme

- IEC 60269-2
- IEC 60269 -4
- IEC 60947- 3

Dimensiones

Talla 10 x 38 mm



Talla 22 x 127 mm

Características técnicas

fusibles

a tensión de empleo (Ue) 1000VDC L/R ≤5m

Talla (mm)	Intensidad (A)	Referencia
10 x 38	6	30F6GR
	10	30F10GR
	12	30F12GR
	16	30F16GR
	20	30F20GR
22 x 127	40	PTF40GR
	50	PTF50GR

portafusibles

a tensión de empleo (Ue) 1000VDC L/R ≤5m

Talla (mm)	Polos	Intensidad máxima I_{max} (A)	Referencia
10 x 38	1P	20	211PV
22 x 127	1P	50	2PT

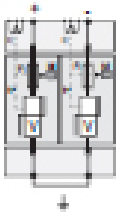
protectores contra sobretensiones

Clase II

Las protecciones de Clase II se destinan a la protección de las redes de alimentación fotovoltaica contra las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas. Los productos se instalan en paralelo en las redes a proteger y ofrecen una protección en modo común o modo común y diferencial.
El esquema eléctrico integra varistores con un sistema de desconexión y sus indicadores asociados.

Conexión

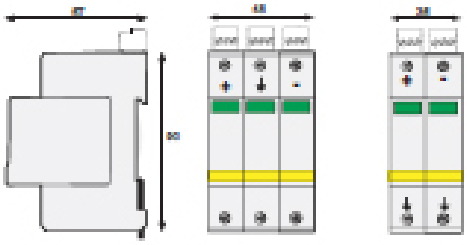
PST25PV



PST31PV

V : Varistor de alta energía
Fi : Fusibles térmicos
C° : Sistema de desconexión térmica

Dimensiones



Características técnicas

		PST25PV	PST31PV
tensión de régimen perm. máx.	Uc	550VDC	1000VDC
corriente de descarga nominal	In	20 kA	20 kA
corriente de descarga maxima	Imax	40 kA	40 kA
nivel de protección (a In)	Up	2,2 kV	3 kV
telesefalización (añadir T a la referencia)		PST25PVT	PST31PVT

Características mecánicas

	PST25PV / PST31PV
dimensiones	ver esquema
conexión a la red	por terminales de tornillos: 1,5-10mm2 (L/N) o 2,5-25mm2 (PE)
indicador de desconexión	2 indicadores mecánicos
montaje	carril simétrico 35 mm
temperatura de funcionamiento	-40/+85°C
grado de protección	IP20
material	termoplástico UL94-V0

Productos de Baja Tensión

Interruptores-seccionadores en caja para aplicaciones solares

ABB

OTP16BA3_

OTP16BA4_
OTP32BA3_

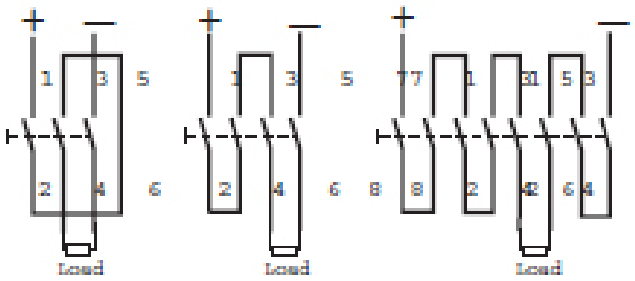
OTP16BA8_
OTP32BA8_

Interruptores - Seccionadores en caja

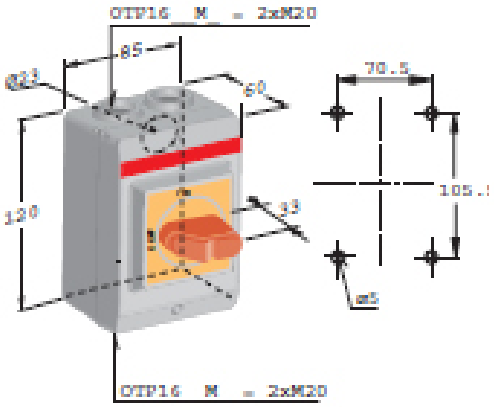
Caja IP65 de plástico. Incluye mando rojo-amarillo enclavable por candado (máx. 3) con indicación I-O y ON-OFF. Los contactos auxiliares deben solicitarse por separado.

I_e DC-21A [A]	Tensión [V]	Número de polos	Número máx. de cont. aux. Orden solicitarse por separado	Tipo	Código
16	220	3	1N.A. + 1N.C.	**OTP16BA3MS**	1SCA022643R0530
	500	4	2N.A. + 2N.C.	**OTP16BA4MS**	1SCA022643R0610
	750	8	1N.A. + 1N.C.	**OTP16BA8MS**	1SCA022643R0700
32	220	3	2N.A. + 2N.C.	**OTP32BA3MS**	1SCA022643R0880
	750	8	1N.A. + 1N.C.	**OTP32BA8MS**	1SCA022643R1000

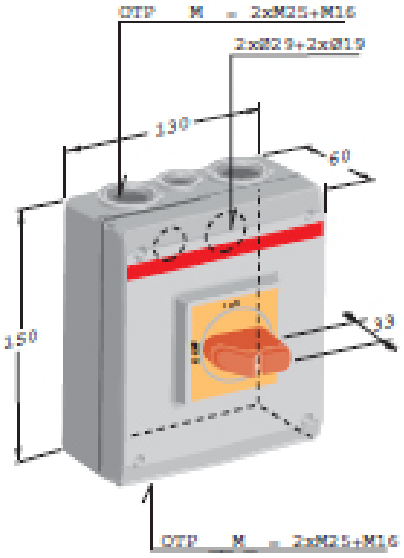
Diagramas de los circuitos



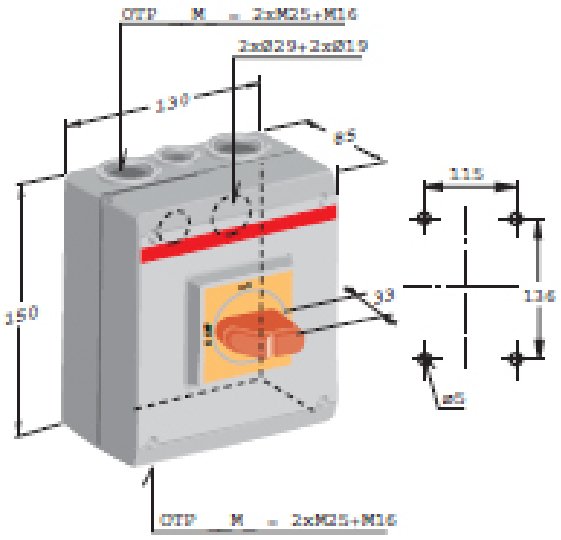
OTP 16BA3MS



OTP 16BA4MS
OTP 32BA3MS



OTP 16BA8MS
OTP 32BA8MS



FAC -Vigilante de Aislamiento

Aplicaciones

El equipo FAC detecta, en las instalaciones de corriente continua, la falta de aislamiento de los dos conductores (+) y (–) contra tierra. Ello permite prevenir los riesgos de electrocución del personal de instalación y mantenimiento.

Tiene principal aplicación en instalaciones de células fotovoltaicas, de baterías, de rectificadores de alterna continua, etc. En general en cualquier instalación de corriente continua en el que se desee detectar la posible conexión a tierra de uno o ambos conductores de alimentación.

Características funcionales

- Conecta un relé de salida, de forma instantánea, en el momento que se detecta el defecto.
- Pulsador de prueba para simular un fallo a tierra de (+) o de (–).
- Diodo luminoso, que memoriza si el fallo se ha producido por (+) o (–).
- Puede alimentarse de la propia instalación, o de una tensión auxiliar de 12 Vcc. (según modelo).

Características Constructivas

- Caja de plástico para instalación en carril DIN.
- Bornes en carátula frontal.
- Contacto de salida libre de potencial.

Datos Técnicos

- Tensión Vigilancia: V_N
- Margen de funcionamiento: V_N-35% a V_N (s/m)
- Consumo en reposo: 0.5 W (a V_N)
- Consumo con defecto: <6 W
- Tiempo respuesta: <50ms (a V_N=600)
- Resistencia máx defecto: 20KΩ.
- Normas que cumple:
  - Reglamento Baja tensión
  - Normativa EMC, Inmunidad
  - Conforme RD 1663/2000
- Propiedades del contacto del relé:
  - Corriente permanente: 8 A.
  - Tensión máx.conmut.: 440 Vca.
  - Pot. máx. conmutac. : 2000 VA.

Mantenimiento

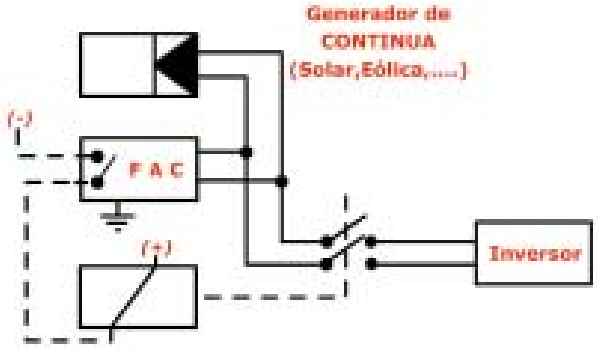
Cada seis meses o en las revisiones periódicas se recomienda pulsar PRUEBA para comprobar que el equipo actúa correctamente.

Garantía

De un año contra defectos de fabricación.

Etiqueta de Embornamiento

Modelos	Margen de Tensión
FAC800	500 a 800 Vcc
FAC650	450 a 650 Vcc
FAC450	300 a 450 Vcc
FAC300	200 a 300 Vcc
FAC200	130 a 200 Vcc
FAC130	85 a 130 Vcc
FAC085	55 a 85 Vcc
FAC055	24 a 55 Vcc



Conexión del FAC - Vigilante de Aislamiento en una instalación

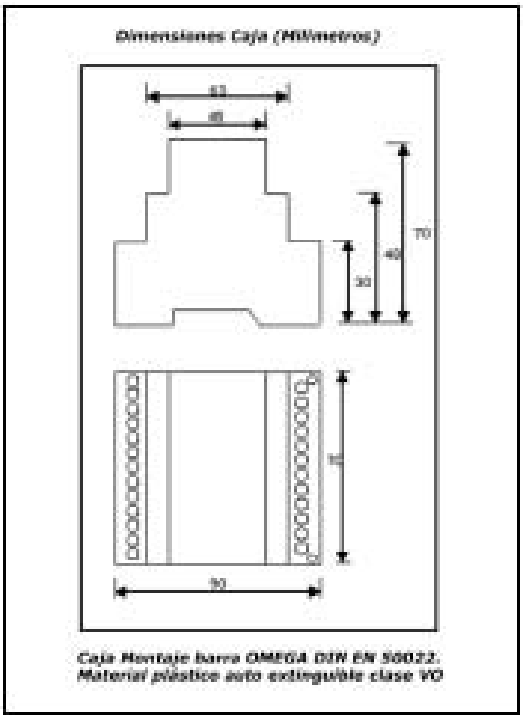
Formato Genérico de un modelo: FACXXX/Y

XXX - Tensión máxima de funcionamiento
Y - define la tensión auxiliar del equipo:
A = con tensión auxiliar de 12 Vcc
B = " " " " 24 Vcc
'blanco' = sin tensión auxiliar

Ejemplo: FAC650/A modelo que actúa en el rango de 450 a 650 Vcc con tensión auxiliar de 12 voltios.
Puede fabricarse otros valores bajo pedido.

Dimensiones de la caja (milímetros)

Caja Montaje barra OMEGA DIN EN 50022. Material plástico auto extinguible clase VO



Caja Montaje barra OMEGA DIN EN 50022.
Material plástico auto extinguible clase VO

PROAT
Protecciones Eléctricas de Alta Tensión
c/ Pere III 8 4º1ª 08100 Mollet del Vallés (Barcelona) SPAIN
Tel: 93/5790610 Fax: 93/5792522
Email: comercial@proat.net
www.proat.net

INFAC: Interruptor de continua para instalaciones fotovoltaicas

Descripción del equipo

El INFAC es un interruptor de estado sólido (ver Fig.1). Tiene, en la parte de potencia, una borna de positivo de entrada y una borna de positivo de salida, siendo el negativo común. En la parte de control dos entradas: una, que activa la transferencia de potencia entrada a salida (estado 'on') y la otra sirve para interrumpirla y a la vez cortocircuitar las bornas de entrada de potencia (estado 'corto'). En definitiva el dispositivo se comporta como un biestable con los dos estados descritos, conmutando a uno u otro al recibir un pulso a través de la entrada de control correspondiente: 6 ('on') o 7 ('corto'). El diodo D1 aisla la salida, del cortocircuito de la entrada en el estado 'corto'.

Aplicaciones

En instalaciones fotovoltaicas, el INFAC sirve como interruptor de continua. Al recibir la orden de apertura del vigilante de aislamiento (FAC por ejemplo), desconecta el inversor de los paneles solares y cortocircuita la entrada de potencia. Ello permite prevenir de posibles descargas eléctricas al personal de instalación y mantenimiento.

Características funcionales

- Alimentación de la propia instalación de paneles solares(y/o 220 Vac.
- Activación y desactivación por impulso de cierre de contacto.
- Sistema totalmente estático.
- Sin límite de maniobras.
- Tiempo pulso de maniobra: 100 mseg.(mínimo)

Características Constructivas

- Caja metálica con borna de conexión a tierra
- Bornes de potencia.

Datos Técnicos

- Tensión de corte hasta 1000 V_{cc}
- Intensidad cortocircuito < 20 Amp.
- Consumo: <50 W
- Tiempo respuesta: <50ms
- Caída tensión entrada-salida: <1V
- Normas que cumple:
  - Reglamento Baja tensión
  - Normativa EMC, Inmunidad

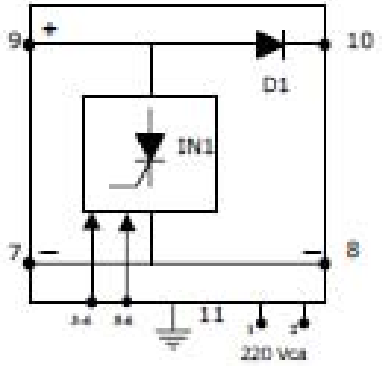


Fig. 1: Esquema del Interruptor INFAC

Garantía De dos años contra defectos de fabricación

Formato Genérico de un modelo: INFAC

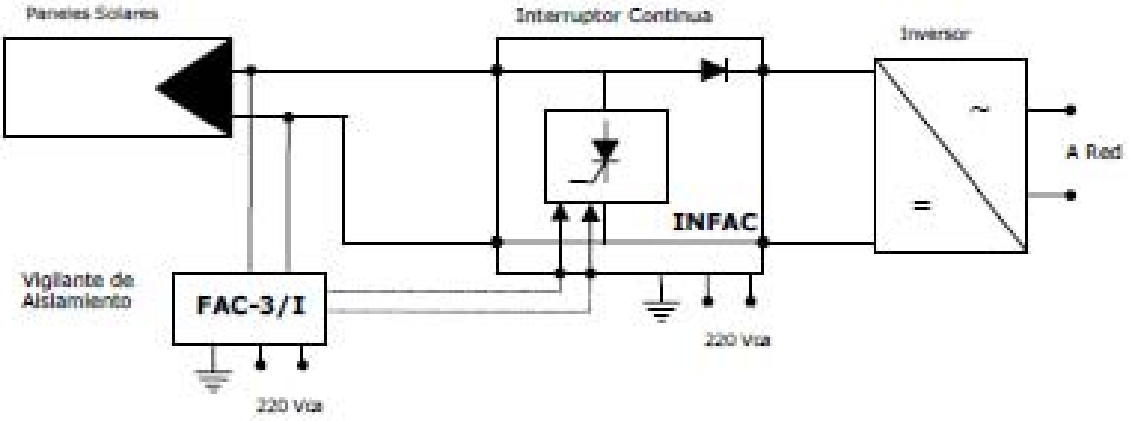
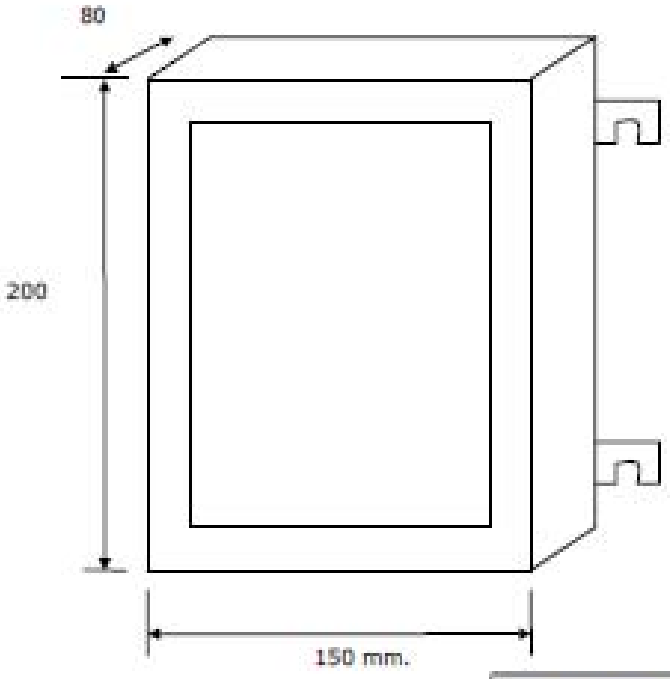


Fig.2: Conexión del Interruptor de Continua INFAC en una Instalación FV

Dimensiones de la caja (milímetros)



PROAT
Protecciones Eléctricas de Alta Tensión
c/ Pere III 8 4ª1ª 08100 Mollet del Vallés (Barcelona) SPAIN
Tel: 93/5790610 Fax: 93/5792522
Email: comercial@proat.net
www.proat.net

S800PV-S

Photovoltaic String Protection

2CCC413246F0001

Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
5	10	S802PV-S10	2CCP842001R1109	7612271210939	0.49	1
5	13	S802PV-S13	2CCP842001R1139	7612271210946	0.49	1
5	16	S802PV-S16	2CCP842001R1169	7612271210953	0.49	1
5	20	S802PV-S20	2CCP842001R1209	7612271210960	0.49	1
5	25	S802PV-S25	2CCP842001R1259	7612271210977	0.49	1
5	32	S802PV-S32	2CCP842001R1329	7612271210984	0.49	1
5	40	S802PV-S40	2CCP842001R1409	7612271210991	0.49	1
5	50	S802PV-S50	2CCP842001R1509	7612271211004	0.49	1
5	63	S802PV-S63	2CCP842001R1639	7612271211011	0.49	1
5	80	S802PV-S80	2CCP842001R1809	7612271211028	0.49	1
5	100	S802PV-S100	2CCP842001R1829	7612271214968	0.49	1
5	125	S802PV-S125	2CCP842001R1849	7612271214999	0.49	1

2CCC413247F0001

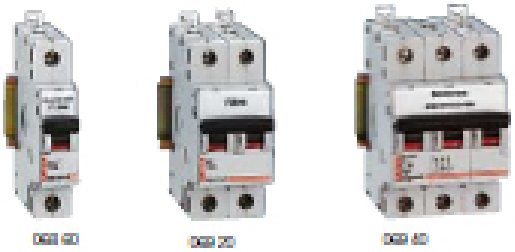
Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
5	10	S803PV-S10	2CCP843001R1109	7612271211035	0.74	1
5	13	S803PV-S13	2CCP843001R1139	7612271211042	0.74	1
5	16	S803PV-S16	2CCP843001R1169	7612271211059	0.74	1
5	20	S803PV-S20	2CCP843001R1209	7612271211066	0.74	1
5	25	S803PV-S25	2CCP843001R1259	7612271211073	0.74	1
5	32	S803PV-S32	2CCP843001R1329	7612271211080	0.74	1
5	40	S803PV-S40	2CCP843001R1409	7612271211097	0.74	1
5	50	S803PV-S50	2CCP843001R1509	7612271211103	0.74	1
5	63	S803PV-S63	2CCP843001R1639	7612271211110	0.74	1
5	80	S803PV-S80	2CCP843001R1809	7612271211127	0.74	1
5	100	S803PV-S100	2CCP843001R1829	7612271214975	0.74	1
5	125	S803PV-S125	2CCP843001R1849	7612271215002	0.74	1

2CCC413248F0001

Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
5	10	S804PV-S10	2CCP844001R1109	7612271211134	0.98	1
5	13	S804PV-S13	2CCP844001R1139	7612271211141	0.98	1
5	16	S804PV-S16	2CCP844001R1169	7612271211158	0.98	1
5	20	S804PV-S20	2CCP844001R1209	7612271211165	0.98	1
5	25	S804PV-S25	2CCP844001R1259	7612271211172	0.98	1
5	32	S804PV-S32	2CCP844001R1329	7612271211189	0.98	1
5	40	S804PV-S40	2CCP844001R1409	7612271211196	0.98	1
5	50	S804PV-S50	2CCP844001R1509	7612271211202	0.98	1
5	63	S804PV-S63	2CCP844001R1639	7612271211219	0.98	1
5	80	S804PV-S80	2CCP844001R1809	7612271211226	0.98	1
5	100	S804PV-S100	2CCP844001R1829	7612271214982	0.98	1
5	125	S804PV-S125	2CCP844001R1849	7612271215019	0.98	1

legrand

DX-H
Interruptores magnetotérmicos (industrial)
1 a 125A, curva C



Cotas (pág. 95)
Curvas de funcionamiento (pág. 84)

Unipolares 230/400 V~

Emb.	Ref.	Intensidad Nominal (A)	Número de módulos 17,5 mm	Poder de ruptura IEC 60947-2 (Industrial)
	Curva C			
1	068 52	1	1	25 KA
1	068 53	2	1	25 KA
1	068 54	3	1	25 KA
1	068 56	6	1	25 KA
1	068 58	10	1	25 KA
1	068 60	16	1	25 KA
1	068 61	20	1	25 KA
1	068 62	25	1	20 KA
1	068 63	32	1	15 KA
1	068 64	40	1	12,5 KA
1	068 65	50	1	12,5 KA
1	068 66	63	1	12,5 KA
1	063 83	80	1,5	12,5 KA
1	063 84	100	1,5	12,5 KA
1	063 85	125	1,5	12,5 KA

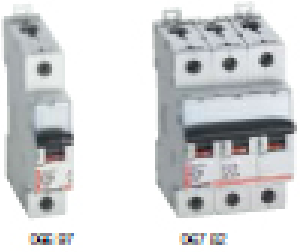
Bipolares 400 V~

	Curva C			
1	069 12	1	2	30 KA
1	069 13	2	2	30 KA
1	069 14	3	2	30 KA
1	069 16	6	2	30 KA
1	069 18	10	2	30 KA
1	069 20	16	2	30 KA
1	069 21	20	2	30 KA
1	069 22	25	2	25 KA
1	069 23	32	2	20 KA
1	069 24	40	2	20 KA
1	069 25	50	2	15 KA
1	069 26	63	2	15 KA
1	064 75	80	3	15 KA
1	064 76	100	3	15 KA
1	064 77	125	3	15 KA

Tripolares 400 V~

	Curva C			
1	069 32	1	3	25 KA
1	069 33	2	3	25 KA
1	069 34	3	3	25 KA
1	069 36	6	3	25 KA
1	069 38	10	3	25 KA
1	069 40	16	3	25 KA
1	069 41	20	3	25 KA
1	069 42	25	3	20 KA
1	069 43	32	3	15 KA
1	069 44	40	3	15 KA
1	069 45	50	3	12,5 KA
1	069 46	63	3	12,5 KA
1	064 95	80	4,5	12,5 KA
1	064 96	100	4,5	12,5 KA
1	064 97	125	4,5	12,5 KA

DX-H
Interruptores magnetotérmicos (industrial)
6 a 63A, curva B



Cotas (pág. 95)
Curvas de funcionamiento (pág. 84)

Unipolares 230/400 V~

Emb.	Ref.	Intensidad Nominal (A)	Número de módulos 17,5 mm	Poder de ruptura IEC 60947-2 (Industrial)
	Curva B			
1	066 95	6	1	25 KA
10	066 97	10	1	25 KA
10	067 00	16	1	25 KA
1	067 01	20	1	25 KA
1	067 02	25	1	20 KA
1	067 03	32	1	15 KA
1	067 04	40	1	12,5 KA
1	067 05	50	1	12,5 KA
1	067 06	63	1	12,5 KA

Bipolares 400 V~

	Curva B			
1	067 56	6	2	30 KA
1	067 58	10	2	30 KA
1	067 60	16	2	30 KA
1	067 61	20	2	30 KA
1	067 62	25	2	25 KA
1	067 63	32	2	20 KA
1	067 64	40	2	20 KA
1	067 65	50	2	15 KA
1	067 66	63	2	15 KA

Tripolares 400 V~

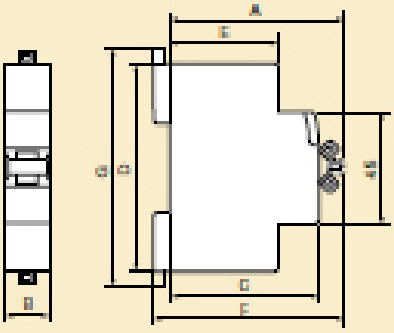
	Curva B			
1	067 76	6	3	25 KA
1	067 78	10	3	25 KA
1	067 80	16	3	25 KA
1	067 81	20	3	25 KA
1	067 82	25	3	20 KA
1	067 83	32	3	15 KA
1	067 84	40	3	15 KA
1	067 85	50	3	12,5 KA
1	067 86	63	3	12,5 KA

NOTA: En versiones tetrapolares, favor consultarnos

Contactos auxiliares (pág. 83)
Bloc diferenciales (pág. 98)
Interruptores diferenciales (pág. 98)
Peines de alimentación (pág. 82)

características de los disyuntores y de los auxiliares DX

■ Cotas



	A		B			C	D	E	F	G
		uni	bi	tri	tetra					
Interruptores Magnetotérmicos										
Hasta 63A	70	17,7	35,6	53,4		60	83	44	76	94
De 80 a 125 A	70	26,7	53,4	80,1		60	83	44	76	89
50 KA (10 - 63A)	70	4,7	53,4	80,1		60	83	44	76	8
Bloca Diferenciales										
Hasta 63A	70		35,6	53,4		60	83	44	76	89
Interruptores Diferenciales										
Bipolares	70		35,6			60	83	44	76	94
Tetrapolares	71,5				71,2	60	83	44	77,5	94
Contactos Auxiliares ref. 07350/51	70		8,7			60	83	44	76	83
Contactos Auxiliares de Comando ref. 07360/61/62/63	70		17,7			60	83	44	76	94
Portafusibles Seccionables ref. 05800/10/12/14/06/08	67	17,7		53,4		60	83	44	72	94
Limitador de Sobretensión										
ref. 03920 a 03922	60	17,7	35,6	53,4		60	86	44	68	91
ref. 03940 a 03941	60	17,7	35,6			60	86	44	68	91

■ Interruptores magnetotérmicos y diferenciales

Sección de conexionado en (mm²)

	Cable rígido	Cable flexible
DX uni sin diferenciales	16	16
DX, DX -h, bloca diferenciales ≤ 63 A sin diferenciales	35	25
DX 80 - 125 A	70	50
Contactos auxiliares	2,5	2,5

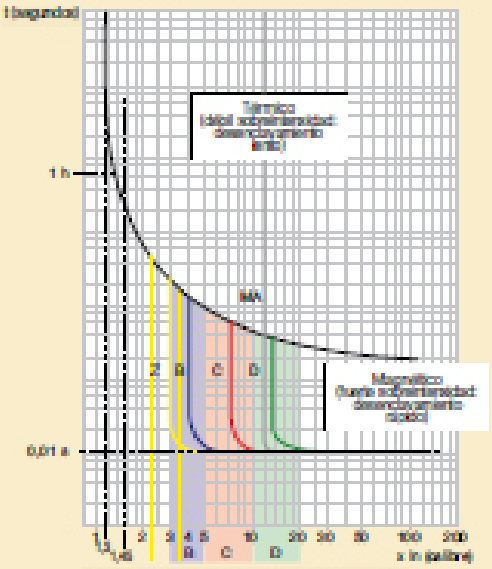
Operación en función del Nº de aparatos yuxtapuestos (IEC 439-1)

Nº disyuntores	Coeficiente
de 1 a 3	1
de 4 a 6	0,8
de 7 a 9	0,7
más de 10	0,6

Para evitar usar los coeficientes, utilizar elementos espaciadores ref. 0412 85 y 0412 81 (pág. 82)

■ Curvas de disyuntores B, C, D, Z y MA

Desenclavamiento térmico para una temperatura de 30º C

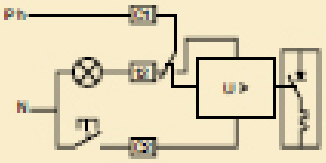


Desenclavamiento térmico temp. ambiente = 30º C

■ Características técnicas de los Auxiliares DX

Sección máx de conexiones: 2,5 mm²
Temperatura de funcionamiento: -5 a + 50º C

Desenclavadores con emisión de corriente

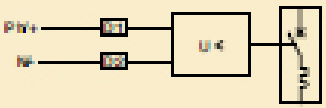


tensión nominal (Un)
- 12 a 48 V~ y ⎓
- 110 a 415 V~ 110 a 125 V ⎓
Equipado con un contacto de auto corte

Tensión mín y máx: de 0,7 a 1,1 V
Tiempo de desenclavamiento: < a 20 ms
Potencia absorbida: bajo 1,1 x 48 V⎓ 121 VA
bajo 1,1 x 415 V⎓ 127 VA
Impedancia: 12 a 48 V~ 23 Ω
110 a 415 V~ 1640 Ω

Consumo	U mín	U máx
12 a 48 V	522 mA	3610 mA
110 a 415 V	69 mA	259 mA

Desenclavadores de mínima tensión



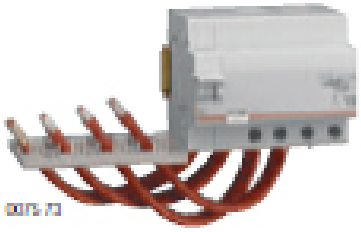
tensión nominal (Un)
- 24 V⎓
- 48 V⎓
- 230 V~

Tensión de desenclavamiento > 0,55 Un
Tiempo de desenclavamiento: de 100 a 400 ms + 10% (regulable)
Potencia consumida: 24 V⎓ 0,1 VA
48 V⎓ 0,2 VA
230 V⎓ 1 VA

legrand

bloques diferenciales adaptables DX™
para DX, DX-h, DX-D y DX-MA[1]

0075 64



0075 73

Dimensiones pág. 123

Conformes a la norma UNE-EN 61009-1
Se montan a la derecha del magnetotérmico
Para DX y DX-h

Emb.	Ref.	Tipo AC		
		Bipolares 230/400 V~		
		Sensibilidad	Intensidad máx. (A)	Número de módulos de 17,5 mm
NOVEDAD				
1	0074 01	30 mA	32	2
1	0074 02	30 mA	63	2
1	0074 03	30 mA	80 a 125	4
1	0074 07	300 mA	32	2
1	0074 08	300 mA	63	2
1	0074 09	300 mA	80 a 125	4
1	0074 11	300 mA selectivo	63	2
1	0074 23	1 A selectivo	63	2
		Tripolar 400 V~		
1	0074 28	30 mA	32	3
1	0074 29	30 mA	63	3
1	0074 34	300 mA	32	3
1	0074 35	300 mA	63	3
1	0074 36	300 mA	80 a 125	6
		Tetrapolares 400 V~		
1	0074 55	30 mA	32	3
1	0074 56	30 mA	63	3
1	0074 57	30 mA	80 a 125	6
1	0074 61	300 mA	32	3
1	0074 62	300 mA	63	3
1	0074 63	300 mA	80 a 125	6
1	0074 65	300 mA selectivo	63	3
1	0074 77	1 A selectivo	63	3

Tipo Hpi (alta inmunización)

Inmunidad reforzada a las desconexiones no deseadas en entornos con perturbaciones (circuitos informáticos, sobretensiones, lámparas fluorescentes, etc.)
Detectan los fallos de componente continua tipo A (tiristores, triac, alimentación de corte, etc.)
Funcionan hasta –25 °C

Emb.	Ref.	Tipo Hpi (alta inmunización)		
		Bipolares 230/400 V~		
		Sensibilidad	Intensidad máx. (A)	Número de módulos de 17,5 mm
NOVEDAD				
1	0075 90	30 mA	32	2
1	0075 64	30 mA	63	2
1	0075 65	30 mA	80 a 125	4
1	0075 66	300 mA selectivo	63	2
1	0075 88	1 A selectivo	63	2
		Tripolares 400 V~		
1	0075 68	30 mA	63	3
1	0075 69	30 mA	80 a 125	6
1	0075 70	300 mA selectivo	63	3
		Tetrapolares 400 V~		
1	0075 91	30 mA	32	3
1	0075 72	30 mA	63	3
1	0075 73	30 mA	80 a 125	6
1	0075 74	300 mA selectivo	63	3
1	0075 75	300 mA selectivo	80 a 125	6
1	0075 89	1 A selectivo	63	3

(1) DX-MA calibres 2,5, 4 y 6,3 A

bloques diferenciales adaptables DX-L™
para DX-L y DX-MA[2]

0075 76

Dimensiones pág. 123

Conformes a la norma UNE-EN 61009-1
Se montan a la derecha del magnetotérmico
Para DX-L de 10 a 63 A

Emb.	Ref.	Tipo Hpi (alta inmunización)		
		Inmunidad reforzada a las desconexiones no deseadas en entornos con perturbaciones (circuitos informáticos, sobretensiones, lámparas fluorescentes, etc.) Detectan los fallos de componente continua tipo A (tiristores, triac, alimentación de corte, etc.) Funcionan hasta –25 °C		
		Bipolares 230/400 V~		
		Sensibilidad	Número de módulos de 17,5 mm	Intensidad máx. (A)
1	0075 76	30 mA	2	63
1	0075 77	300 mA	2	63
1	0075 78	300 mA selectivo	2	63
		Tripolares 400 V~		
1	0075 80	30 mA	3	63
1	0075 81	300 mA	3	63
1	0075 82	300 mA selectivo	3	63
		Tetrapolares 400 V~		
1	0075 84	30 mA	3	63
1	0075 85	300 mA	3	63
1	0075 86	300 mA selectivo	3	63

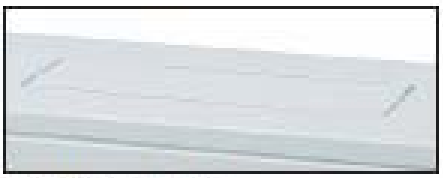
(2) DX-MA calibres 10 a 40 A

Registros y armarios ICT - Protección IP-30/55

Register & enclosures ICT - IP-30/55 protection

REGISTROS Y ARMARIOS ICT - PROTECCIÓN IP-30/55
Registar & enclosure ICT - IP-30/55 Protection

Grado de protección/degree of protection	IP-30 cajas plásticas/plastic boxes IP-34/IP-55 cajas metálicas/metallic boxes
Resistencia al impacto/resistance to impact	IK 07 cajas plásticas/plastic boxes
Resistencia al hilo incandescente/test of resistance to glow wire	650ºC cajas plásticas/plastic boxes
Grado de autoextinguibilidad/auto-extinguishing degree	HB(UL94) cajas plásticas/plastic boxes
Estabilidad dimensional/dimensional stability	-25ºC+85ºC cajas plásticas/plastic boxes
Presión de bola/ball pressure test	70º cajas plásticas/plastic boxes
Norma aplicada/Applicable norm	EN 60 439-1-3 cajas plásticas/plastic boxes



Entrada para canalizaciones

Knock-outs for trunking

Superficie o empotrable

Wall or flush mounted

Cierre con llave

Lock with key

Famatel

Armarios metálicos ICT Registros secundarios - Protección IP-34/IP-55

Metal register enclosures ICT for standard telecommunication infraestructures - IP-34/55 Protection

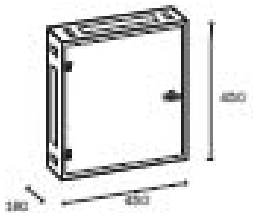
Características Features

- Superficie o empotrables/Surface or flush mounted
- Color Blanco Ral 9010/Colour White Ral 9010
- Protección IP-34/IP-34 protection
- Instalación en interiores/For surface mounted installation
- Entrada para canalizaciones/Knock-outs for trunking
- Cierre con llave/Lock with key
- Fabricado en chapa de acero de 1,2 mm/Made with 1,2mm metal sheets
- Panel de montaje en aglomerado hidrófugo/chipboard mounting panel

Ref. Item. 3231

ARMARIO ENCLOSURE
450 x 450 x 160

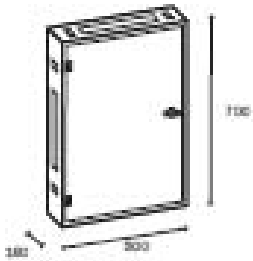
1	1



Ref. Item. 3232

ARMARIO ENCLOSURE
700 x 500 x 160

1	1

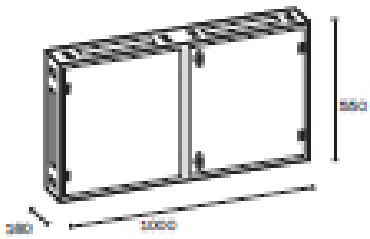


Ref. Item. 3233

ARMARIO ENCLOSURE

550 x 1000 x 160

1	1



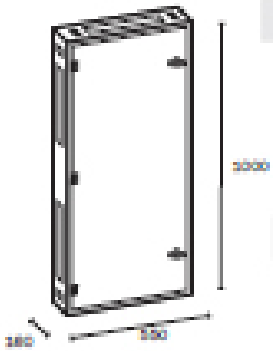
198
199

Ref. Item. 3234

ARMARIO ENCLOSURE

1000 x 550 x 160

1	1



ANEXO 15. ESQUEMAS UNIFILARES

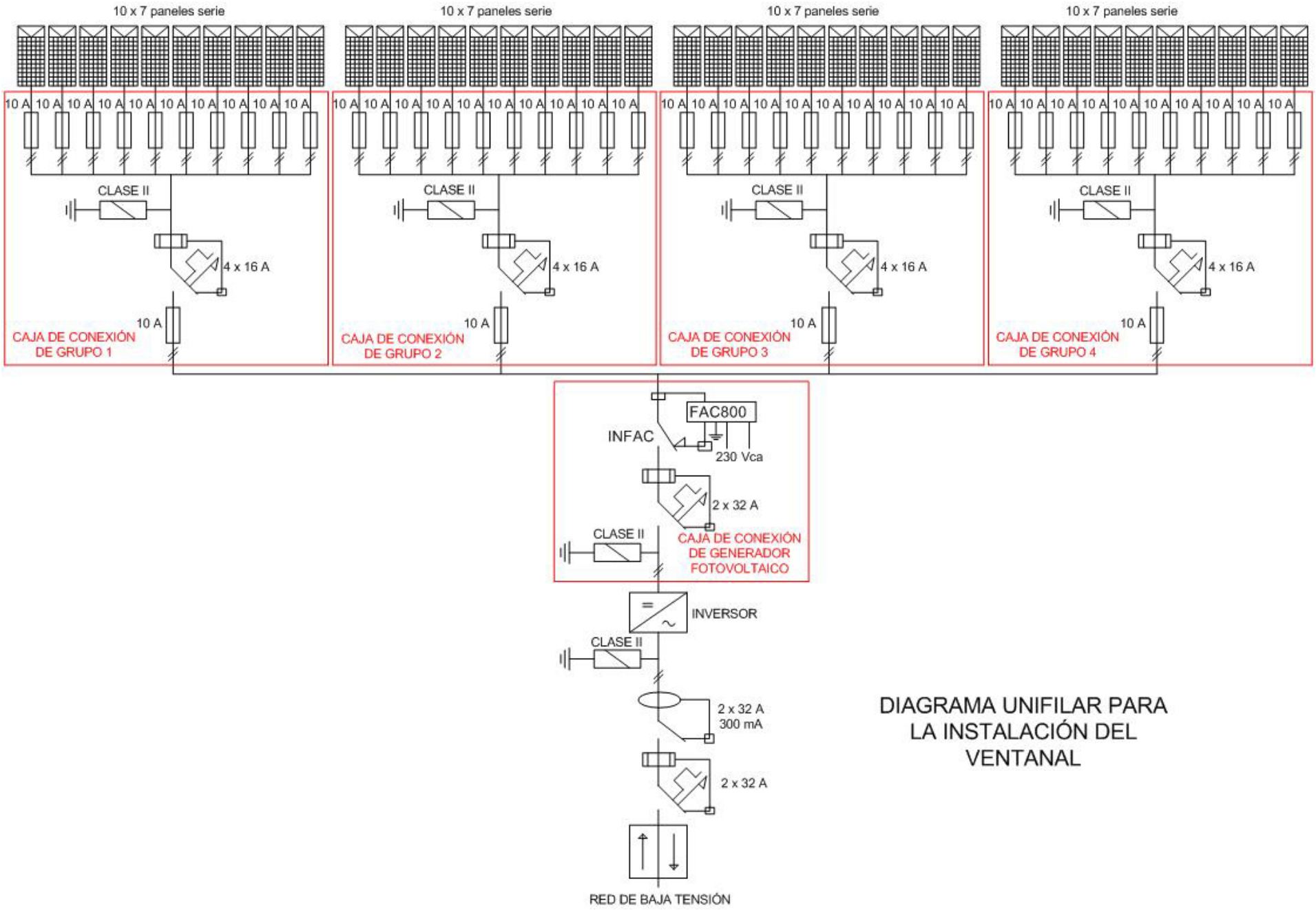


DIAGRAMA UNIFILAR PARA LA INSTALACIÓN DEL VENTANAL

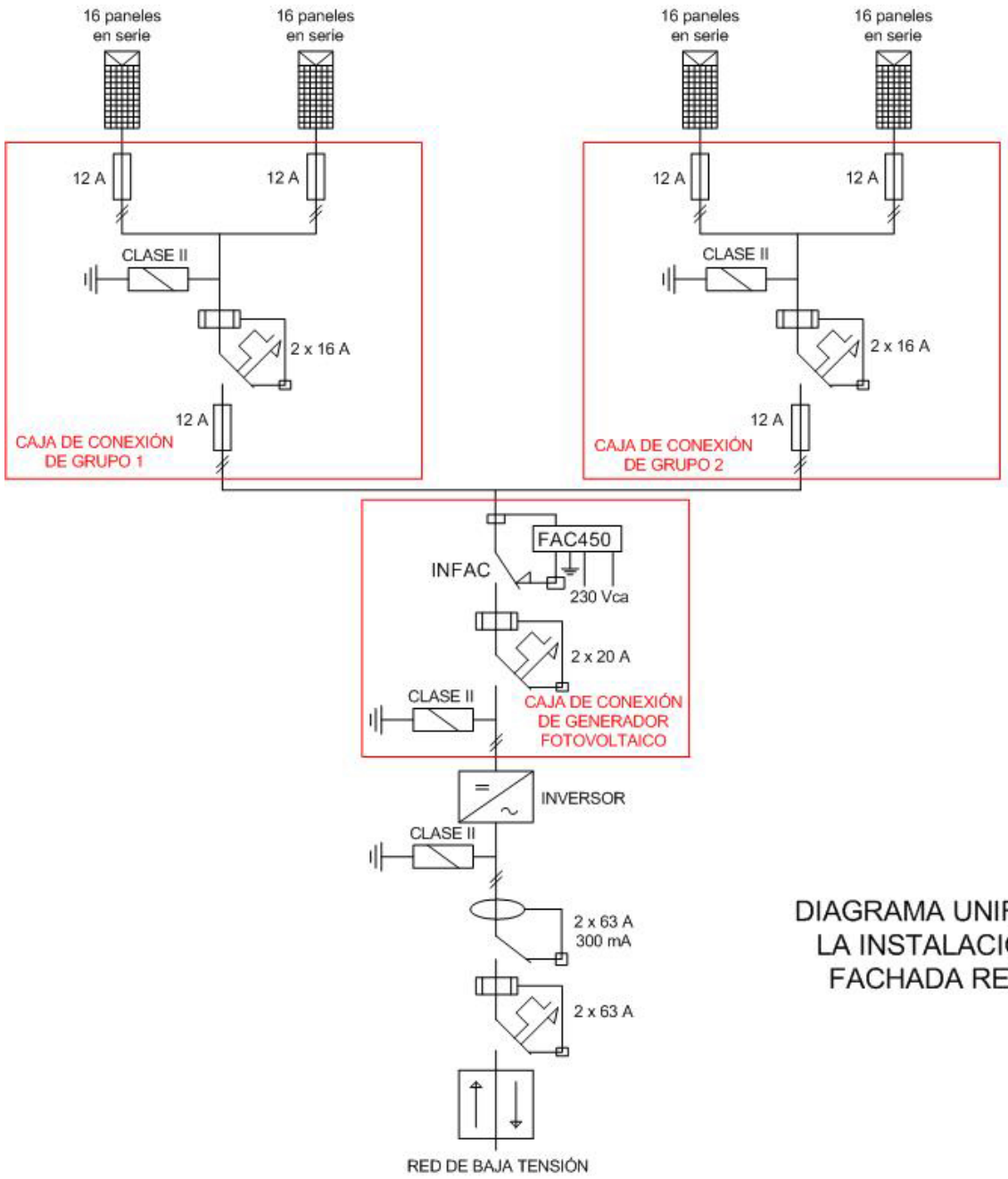


DIAGRAMA UNIFILAR PARA LA INSTALACIÓN DE LA FACHADA REVESTIDA

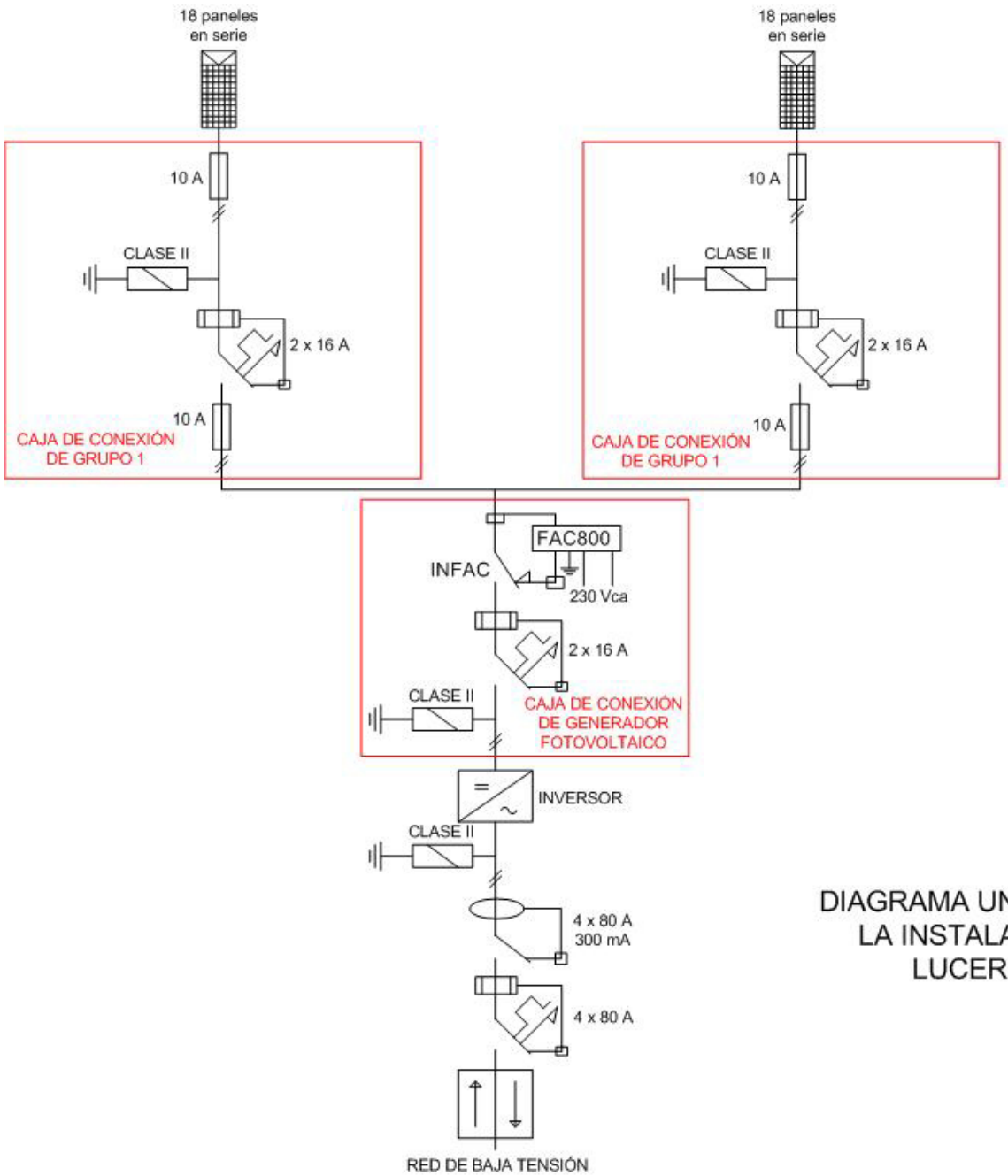


DIAGRAMA UNIFILAR PARA LA INSTALACIÓN DEL LUCERNARIO

ANEXO 16. PLANOS

EXCELENTISIMO AYUNTAMIENTO DE SOTO DEL REAL

PROYECTO

PROYECTO BASICO Y DE EJECUCION DE PISCINA MUNICIPAL CUBIERTA EN SOTO DEL REAL – MADRID

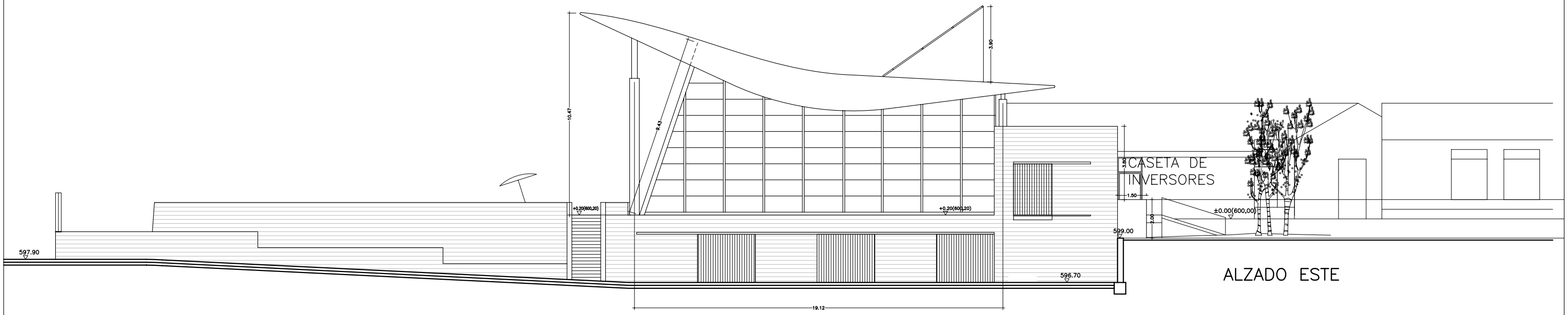
PLANO 1

CUBIERTA 1/200

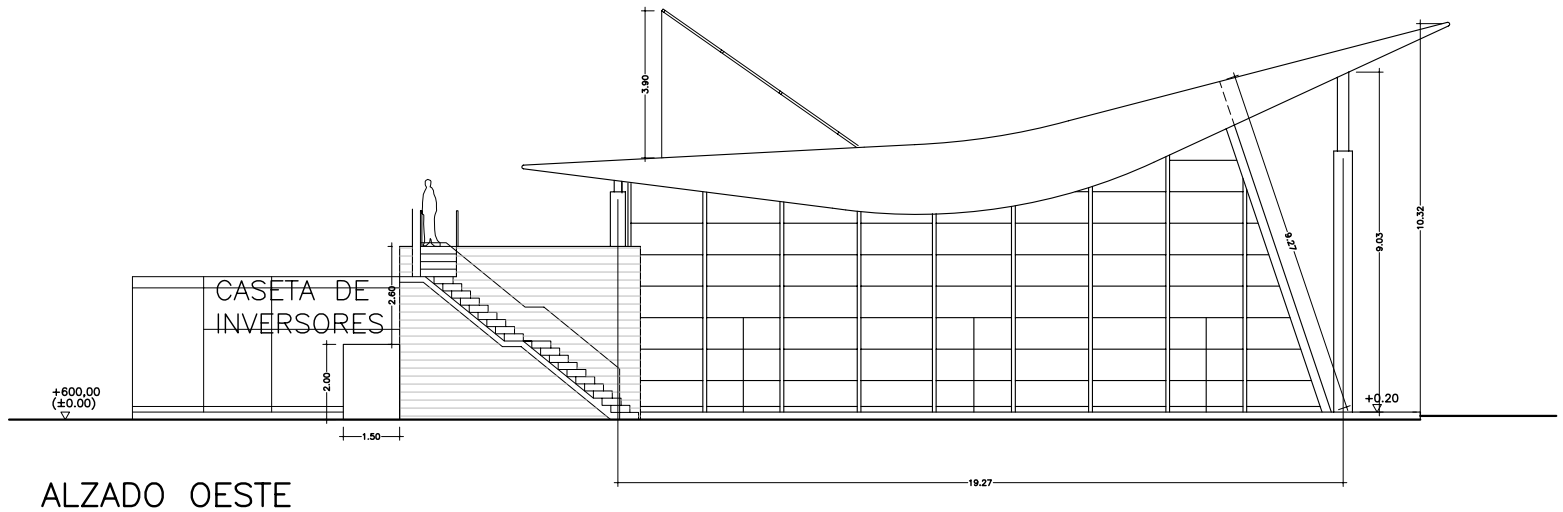
SERGIO ARCE GONZÁLEZ

Universidad Carlos III de Madrid

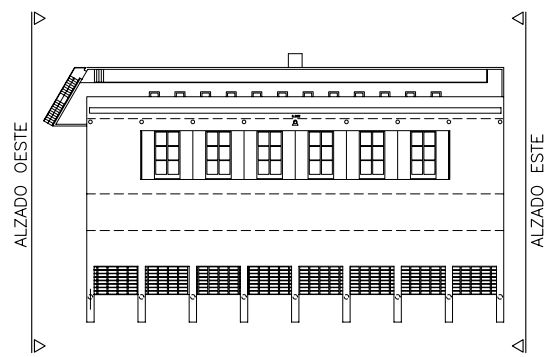
CUBIERTA.DWG



ALZADO ESTE



ALZADO OESTE



EXCELENTISIMO AYUNTAMIENTO DE SOTO DEL REAL

PROYECTO

PROYECTO BASICO Y DE EJECUCION DE PISCINA MUNICIPAL CUBIERTA EN SOTO DEL REAL – MADRID

PLANO 2

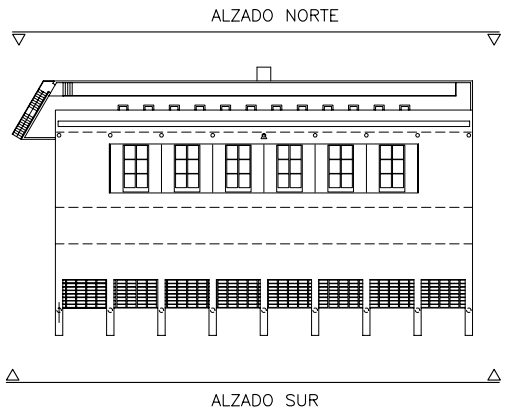
ALZADO ESTE Y OESTE 1/200

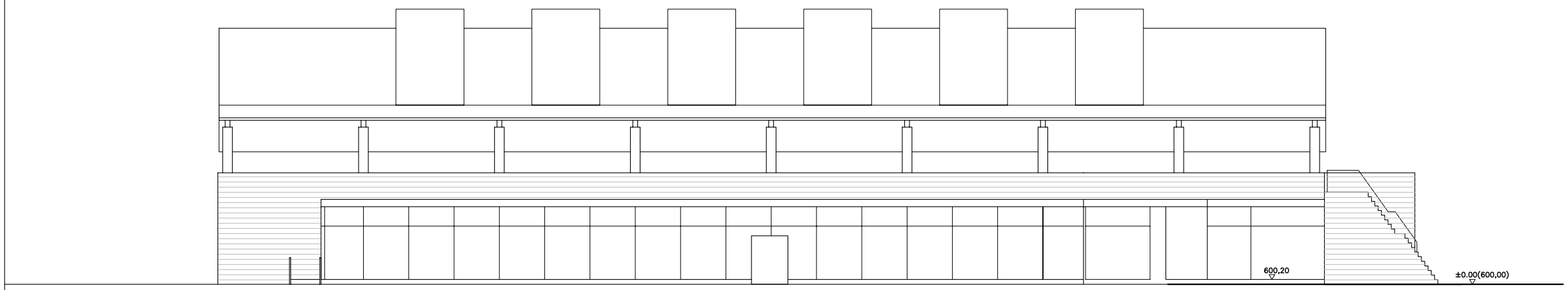
SERGIO ARCE GONZÁLEZ

Universidad Carlos III de Madrid

SEC–ALZ.DWG

ALZADO SUR





ALZADO NORTE

EXCELENTISIMO AYUNTAMIENTO DE SOTO DEL REAL

PROYECTO

PROYECTO BASICO Y DE EJECUCION DE PISCINA MUNICIPAL CUBIERTA EN SOTO DEL REAL – MADRID

PLANO 3

ALZADOS NORTE Y SUR 1/200

SERGIO ARCE GONZÁLEZ

Universidad Carlos III de Madrid

SEC–ALZ.DWG

12. BIBLIOGRAFÍA

Libros y documentos utilizados:

- "La envolvente fotovoltaica en la arquitectura" Ignacio Fernández Solla y Nuria Martín Chivelet. Ed. Reverté.

- "Edificios fotovoltaicos conectados a red". Instituto de Energía Solar

- "Hacia la Consolidación de la energía solar fotovoltaica en España. Informe anual 2009" ASIF

- "Guía de Integración solar fotovoltaica" Consejería de economía y hacienda. Comunidad de Madrid

- "Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión". José García Trasancos. Ed. Paraninfo.

- "Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión" Ministerio de Ciencia y Tecnología.

- "Pliego de condiciones técnicas para instalaciones de energía solar fotovoltaicas conectadas a red" IDAE.

- "Codigo Técnico de la edificación" Ministerio de Vivienda.

- Proyecto de fin de carrera "Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial" Israel Blanco Sardinero. Universidad Carlos III Madrid.

- Proyecto de fin de carrera "Optimización de una huerta solar fotovoltaica de 100 KW" Sergio arce González. Universidad Carlos III Madrid.

Programas informáticos utilizados:

- Software PVSYST 5.1.

- Software SolidEdge.

- Software AUTOCAD.

Páginas Web visitadas:

- www.idae.es (Instituto para la diversificación y ahorro energético)

- www.madrid.org (Comunidad de Madrid)

- www.mityc.es (Ministerio de ciencia y tecnología)
- www.novosolar.com (Material fotovoltaico; módulos solares, inversores...)
- www.enersolsl.com (Material fotovoltaico; módulos solares, inversores...)
- www.schueco.com (Productor y distribuidor de células y módulos solares)
- www.evergreensolar.com(Productor y distribuidor de células y módulos solares)
- www.scheutensolar.com/ (Productor y distribuidor de células y módulos solares)
- www.solarcentury.es (Diseño de proyectos de integración arquitectónica)
- www.starunity.ch (Productor y distribuidor de células y módulos solares)
- www.suntech-power.com (Material fotovoltaico; módulos solares, inversores...)
- www.atersa.com (Material fotovoltaico; módulos solares, inversores...)
- www.vidursolar.es (Material fotovoltaico; módulos solares, inversores...)
- www.diehlako.de (Inversores fotovoltaicos)
- www.pesos-solar.com (Material fotovoltaico; módulos solares, inversores...)
- www.solar-tec.es (Proveedor de material fotovoltaico)
- www.generalcable.es (Conductores para instalaciones eléctricas)
- www.unex.com (Canaletas y bandejas para instalaciones eléctricas)
- www.famatel.com (Armarios y cajas estancas)
- www.zoloda.com.ar (Material eléctrico)
- www.gave.com (Material eléctrico)
- www.abb.es (Material eléctrico)
- www.proat.net (Material eléctrico)
- www.legrand.com (Material eléctrico)