UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

Departamento de Ingeniería Eléctrica

PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL MECÁNICA

"Estudio para la instalación de un generador solar fotovoltaico conectado a red sobre la cubierta de una nave industrial"

AUTOR: Javier Bilbao Larrauri

TUTORA: Mónica Chinchilla Sánchez

Leganés, junio de 2013

"Dedicatorias"

Me gustaría dedicar la elaboración del presente documento, principalmente, a **MI FAMILIA**, por ser las personas que más han sufrido las consecuencias de una dedicación casi exclusiva a mis estudios para la consecución del título de Ingeniero Técnico Industrial Mecánico durante los 11 años invertidos para tal fin, haciendo mención especial a:

Mi mujer Mercedes, por su apoyo incondicional, sin el cual no hubiera tenido la fuerza suficiente para hacer realidad algo casi impensable para mí.

Mis hijos Laura y Alex, por ser los auténticos sufridores que han tenido que ceder una gran parte del tiempo que les correspondía por derecho propio para mi dedicación a los estudios.

A **mi madre Juanita**, por ser la persona que más orgullosa se siente desde la tierra hasta el cielo, donde ahora se encuentra.

"Agradecimientos"

A mi **hermano Gorka**, por sus magistrales clases particulares de matemáticas y electrónica que tanto me han ayudado en los primeros años de mi carrera.

A mi **hermano Aitor**, por la información y colaboración prestadas.

A mi **amigo Eulogio**, por todas sus noches en vela para solucionar mis problemas informáticos.

A **mi tutora Mónica**, por la oportunidad que me ha brindado de realizar este proyecto y aprender de sus consejos , así como por su paciencia y comprensión durante los tres largos años de duración del proyecto.

A **mi jefe Jose**, y **compañeros** de departamento **Daniel** y **Manolo** por facilitarme la ayuda técnica, los datos e instrumentos necesarios para la elaboración del presente documento.

"Prólogo".

Por todos es sabido que cuando en un estudio previo de viabilidad para una inversión se concluye como una inversión económicamente no rentable, lo más normal sería abandonar el proyecto y no invertir más tiempo en algo que presenta un futuro incierto, pero puede ocurrir que, una vez realizados todos los cálculos de viabilidad del proyecto con unos resultados satisfactorios para abordar dicho proyecto, se reúnan unos cuantos señores (diputados) y decidan cambiar las leyes existentes hasta el momento haciendo que un proyecto que, a priori, resultaba rentable ya no lo sea.

Éste ha sido mi caso, cuyos principios se remontan a primeros del año 2011 con la intención, por aquel entonces, de proyectar una planta de generación solar fotovoltaica sobre suelo conectada a red "huerto solar". Tras visitar en marzo la feria internacional GENERA 2011 que se celebra todos los años por esas fechas en Madrid llegué a la conclusión de que con la normativa que se aplicaba en ése momento era mucho más lucrativo aventurarse en una instalación sobre cubierta de edificio, por las ventajas fiscales y económicas que éste tipo de instalaciones aportaban con respecto a las huertas solares.

Hasta la entrada en vigor del Real Decreto Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, sin tener efecto retroactivo, entre otras cosas, la asignación de la prima regulada por la inyección de energía fotovoltaica en la red a través de una instalación como la se propone en éste proyecto era de 0,24 €/kWh, pasando a ser, en nuestro caso, de 0,11€/kWh a partir de la entrada en vigor de la citada ley, ya que se suprimen los valores de las tarifas reguladas, primas y límites previstos en el RD 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

A pesar de todo y con la esperanza de que, en un futuro no muy lejano, la normativa se vuelva a poner favorable para el inversor fotovoltaico además de aprovechar todo el trabajo realizado cuando el proyecto resultaba económicamente rentable, se ha decidido continuar con el proyecto para que en el supuesto de que se produjeran los escenarios anteriormente citados pueda tener alguna utilidad.

Por otra parte, pienso que **puede tener utilidad para toda aquella persona, comunidad, entidad o empresa concienciada con el medio ambiente y las energías renovables** ya que, aunque con el panorama actual se tarde muchos años en recuperar la inversión, si que **puede ser viable desde el punto de vista técnico y de satisfacción personal** al contribuir activamente en la conservación del medio ambiente del planeta en el que vivimos y el que heredarán nuestros hijos.

INDICE GENERAL

Página

INDICE DE FIGURAS

Página

INDICE DE TABLAS

Página

INDICE DE ECUACIONES

Página

ÍNDICE DE PLANOS

Página

1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 RESUMEN

En el presente proyecto se pretende realizar el diseño y estudio de un parque solar fotovoltaico de 54,39 kWp con conexión a red montado sobre la cubierta de una nave industrial y ensamblada a ésta a través de una estructura de aluminio que confiere una inclinación fija a los paneles solares de 28º con respecto a la horizontal y una orientación Sur (azimut de 6º) con respecto a los meridianos.

La nave se encuentra situada en el término municipal de Arganda Del Rey en la provincia de Madrid y cuenta con una cubierta construida con chapa ondulada a dos aguas con una superficie disponible (la orientada al Sur) de 462,84 m^2 y una inclinación de 15º para el alojamiento del generador solar.

Figura 1: Vista de la nave
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

El generador solar está constituido por 294 paneles fotovoltaicos de 185 Wp de potencia nominal unitaria, los cuales van dispuestos en 21 strings conectados en paralelo que, a su vez, contienen 14 paneles conectados en serie por cada string. Un inversor trifásico con una potencia nominal de 46,9 kW, que se situará en el interior de la nave para protegerlo de la humedad, así como los elementos de protección, convertirá la corriente eléctrica continua generada en corriente alterna trifásica de 400 V para ser inyectada a la red. El punto de conexión a la red eléctrica está acordado con la Compañía distribuidora.

El resumen general de la instalación proyectada en el presente documento es el siguiente:

- Potencia nominal de la instalación: 46,9 kWp
- Producción anual estimada: 78.900 kWh/año
- Potencia FV pico instalada: 54,39 kWp
- Número de módulos fotovoltaicos: 294
- Fabricante de los módulos fotovoltaicos: BRISBAN
- Modelo de módulo fotovoltaico: BS 185 S
- Tipo de estructura: Fija con inclinación β=28º
- Orientación de la estructura: Azimut Ψ= 6º Oeste
- Fabricante de la estructura Alusín Solar
- Modelo estructura Bulnes
- Fabricante de los inversores: SANTERNO
- Número de inversores: 1
- Modelo de inversor: SUNWAY TG 61-600V
- Superficie ocupada: 462,84 m^2

Características climáticas y localización:

- Localización: Arganda Del Rey (Madrid)
- Latitud: 40,3º N
- Longitud: 3º 08´02´´ O
- Irradiación solar media
    - Superficie horizontal: 4,51 kWh/(m^2·día)
    - Superficie inclinada 28 grados: 4,96 kWh/(m^2·día)

Los ingresos aportados por la instalación vendrán determinados por los **78.900 kWh** generados anualmente y la remuneración pagada por la inyección de dicha energía en la red que, en el momento actual, es de **0,11€/kWh.**

La vida útil asignada para el estudio de viabilidad económica es de **35 años** y no considerará financiación bancaria ninguna.

La inversión inicial asciende a la cantidad de **106.828,32€,** obteniendo un periodo de retorno para los recursos propios aportados de **15,75 años**, una vida útil de la instalación de **35 años**, un VAN de **7.533,79 €** y un TIR del **4,56%.**

Tras el estudio de viabilidad económica realizado se concluye como un "**proyecto económicamente no rentable"** pero sí que puede ser interesante desde el punto de vista técnico y medioambiental así como de apoyo para las energías renovables.

Figura 2: Simulación de la perspectiva del generador sobre la cubierta de la nave.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

1.2 OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo principal del presente proyecto es la redacción de las condiciones técnicas para la instalación y posterior implantación de una planta de generación de energía solar fotovoltaica sobre la cubierta de una nave industrial situada en uno de los polígonos del término municipal de Arganda Del Rey, en la provincia de Madrid, para la generación y autoconsumo propio de la energía obtenida con fines principalmente lucrativos.

También se contempla la posibilidad de inyectar parte de esta energía generada a la red si en un futuro se aprueba la ley que permita el autobalance, es decir, vender los excedentes de energía generada a la compañía distribuidora al mismo precio que la consumida.

Además se pretende alcanzar otro tipo de objetivos secundarios como son:

- Fomentar la energía solar fotovoltaica como fuente de producción de energía limpia.
- Descentralizar la generación de energía para disminuir las pérdidas por transporte.
- Disminuir la emisión de gases de efecto invernadero en la generación de energía eléctrica.

- Disminuir la dependencia energética con respecto a energías provenientes de hidrocarburos como el petróleo y el gas.
- Aprovechamiento del gran recurso energético solar.
- Aprovechamiento de las superficies destinadas a la cubierta de los edificios con el fin de darles otra utilidad distinta a la cual han sido diseñadas.
- Servir como ejemplo para la divulgación de las energías renovables en España.

1.2.1 Objetivo personal

Tras haber finalizado los estudios de formación correspondientes a mi carrera de ingeniería técnica mecánica y con el fin de aprovechar los conocimientos adquiridos, durante ésta época de mi vida, se pretende realizar éste proyecto para la implantación de una instalación de generación solar fotovoltaica sobre una de las cubiertas de las naves industriales pertenecientes a la empresa para la cual actualmente presto mis servicios con el propósito de generar beneficios económicos para dicha empresa y, al mismo tiempo aumentar la autoestima personal al comprobar que tantos años de sacrificio para la obtención del título académico de Ingeniero Técnico Industrial empiezan a servir para algo productivo, así como para demostrarme a mí mismo que tanto esfuerzo ha merecido la pena.

1.3 ALCANCE Y FINALIDAD DEL PROYECTO

El proyecto tiene como finalidad garantizar la seguridad de las personas físicas y los objetos en su ejecución; y, por otro lado, solicitar a la Dirección General de Industria, Energía y turismo la correspondiente autorización e inscripción en el registro de instalaciones en régimen especial u ordinario, acogiéndose a los Reales Decretos 436/2004 y 1699/2011 que regulan el procedimiento de conexión de las plantas fotovoltaicas a la red.

El proyecto analiza las posibilidades que ofrece una instalación de energía fotovoltaica, formada por un conjunto de módulos fotovoltaicos montados sobre la cubierta. Se busca la optimización de las posibilidades del emplazamiento atendiendo a consideraciones técnicas, económicas y estéticas, así como las posibilidades de diseño en cuanto a la elección y colocación de sus componentes para conseguir un mayor rendimiento de la instalación. También es de gran relevancia en el proyecto, en la medida de lo posible, la búsqueda de la máxima integración de las instalaciones en el emplazamiento escogido, de manera que su afectación sea mínima.

A nivel técnico se exponen y analizan los diferentes elementos que integran la instalación para asegurar su correcto funcionamiento. Asimismo se hace un estudio de aquellos elementos que pueden afectar negativamente al rendimiento.

Los apartados que componen el documento técnico son los siguientes:

- En el **apartado 1** se presenta una **Memoria Descriptiva** en la que se pretende introducir al lector en el mundillo de las energías renovables y, más concretamente, en la energía solar fotovoltaica para poder entender la importancia que éste tipo de energía puede tener, a nivel global, en la

conservación del planeta y a nivel personal en la contribución a esa conservación de nuestro planeta.

- En el **apartado 2** se encuentra la **Memoria Técnica**, que se ha redactado de manera que cumpla con las normativas de aplicación. La relación de éstas se muestra en el Pliego de condiciones técnicas del IDAE que se puede consultar en el Apartado 5. Así mismo se realizan los cálculos justificativos que garantizan el correcto funcionamiento de la instalación en cumplimiento con los requerimientos de la normativa vigente.
- En el **apartado 3** se adjuntan los **planos** y los **esquemas eléctricos** necesarios para la elaboración y ejecución del proyecto.
- En el **apartado 4** se presenta la **bibliografía**, **documentos y sitios web** utilizados para confeccionar el documento. A lo largo del documento se incluirán referencias entre corchetes [] que relacionen la información con el documento de procedencia de dicha información.

El resto de apartados se depositarán en un sitio web con acceso público para quien lo desee consultar y cuyo link de conexión se encuentra en su correspondiente apartado. Esto viene motivado por el carácter más genérico y menos trascendental de éstos apartados y, al mismo tiempo, no alargar en demasía el documento con el consiguiente ahorro en papel y tinta que esto conlleva. Estos apartados son:

- **Apartado 5**: **Pliego de condiciones técnicas**
- **Apartado 6**: **Estudio básico de seguridad y salud**.
- **Apartado 7**: **Anexos** (normativa, catálogos y manuales, documentos informativos)

1.4 EMPLAZAMIENTO Y UBICACIÓN

1.4.1 Emplazamiento

El emplazamiento de la instalación solar fotovoltaica a proyectar se sitúa al sureste de la provincia de Madrid, en el término municipal de Arganda Del Rey (CP 28.500). La empresa adjudicataria del proyecto, cuya denominación social es "MICRA S.A", es propietaria de 4 naves industriales que se encuentran unidas por sus respectivos patios, tres de ellas tienen acceso desde la calle Bronce, N°s 1, 3 y 5, y la cuarta nave, donde se instalará el generador solar fotovoltaico, tiene el acceso desde la calle Finanzauto Nº 8. Ambas calles pertenecen al polígono industrial "Finanzauto" y tienen acceso desde la vía de servicio de la Avda. de Madrid (antigua carretera de Valencia) en dirección Arganda Del Rey.

Figura 3: Acceso a las instalaciones de Micra desde la A3.
Fuente: GOOGLE MAPS

El terreno donde se encuentra localizada la nave está situado a unos 657m de altitud sobre el nivel del mar y sus coordenadas son:

- Latitud: 40º 18´22´´ N
- Longitud: 3º 08´02´´ O

En las fotos que se muestran a continuación, se puede apreciar que, la superficie en la que se ubicará el generador fotovoltaico se encuentra libre de obstáculos que puedan proyectar sombra sobre la superficie de captación ya que las naves más cercanas situadas entre el sur y el oeste son visiblemente más bajas que ésta.

Figura 4: Instalaciones de Micra S.A.
Fuente: GOOGLE MAPS

Figura 5:Vista de alzado desde la calle Finanzauto situada al este de la nave.
Fuente: GOOGLE EARTH

Figura 6: Vista de alzado desde la calle Pasaje Del Bronce situada al oeste del edificio.
Fuente: GOOGLE EARTH

1.4.2 Ubicación

La instalación del generador se realizará sobre la vertiente inclinada 15º y orientada hacia el sur de la cubierta de la nave con acceso a la calle Finanzauto. Las dimensiones de la superficie disponible son de 40,6 m para el lado horizontal de la cubierta y de 11,4 m para el lado inclinado, lo que hace una superficie total de 462,84 m^2. Se observa que la nave no se encuentra justamente orientada hacia el sur sino que tiene una inclinación de 6º hacia el oeste con respecto al sur

Figura 7: Orientación de la superficie de montaje con respecto al sur.
Fuente: GOOGLE EARTH.

1.5 ANTECEDENTES

[27] Los crecientes niveles de confort. la mecanización de las tareas, la demanda de mayores cotas de rápida y cómoda comunicación, la modernización de nuestra sociedad post-industrial, el crecimiento demográfico y la inherente aceleración de los ritmos de vida, conllevan inexorablemente a mayores demandas energéticas. En los últimos años hemos conocido un gran incremento de su demanda, cuestionándose la sostenibilidad de las fuentes actuales.

Por ello se han buscado diferentes fuentes de energía que sirvan para satisfacer las necesidades energéticas crecientes. Históricamente, las fuentes de energía han sido recursos naturales fósiles, principalmente la madera y posteriormente el carbón. Del carbón como fuente de energía principal se evolucionó al petróleo y sus derivados, después, el incremento en el aprovechamiento de los recursos hidráulicos, más tarde la energía nuclear y el gas natural. Pero el uso de éstas fuentes de energía tiene efectos colaterales que han derivado en un paulatino agotamiento de los recursos naturales y un mayor deterioro del entorno.

Es conveniente indicar que, al ritmo actual de consumo energético mundial, las reservas energéticas de petróleo y gas natural (esto es, las formas de energía que actualmente cubren el 60% del consumo de la energía primaria a nivel mundial) no sobrepasarán los 70 años. Siendo ésta cifra de 300 años para el carbón, de manera que factores que se asocian con el incremento de la contaminación, la desertización, el calentamiento del planeta (efecto invernadero), lluvia ácida, daños a la fauna y flora que conforman lo que se ha venido a denominar como problemática ambiental, tienen su origen en factores vinculados a la producción de energía y al consumo energético.

De la misma forma, se podría asociar a la producción y consumo de energía otros males que nos afectan con una gran transcendencia como son el desprendimiento de gases nitrogenados y sulfurados a la atmósfera, almacenamiento de residuos de la producción energética, como pueden ser los residuos nucleares, incremento de la producción de dióxido de carbono y su efecto invernadero y otros muchos efluentes que son vertidos a la atmósfera, ríos y mares.

Por otra parte, cabe indicar que las sociedades más industrializadas están demandando mayor cantidad de energía, lo cual significa que una cuarta parte de la población mundial absorbe el 80 % de la producción energética. Por tanto, si el crecimiento que se produce en las otras tres cuartas partes restantes del mundo es similar al previsto, crecerá la demanda de energía y su satisfacción puede suponer el agotamiento definitivo de los recursos.

También hay que tener en cuenta que la gran demanda energética se produce en momentos puntuales del día, y que, para satisfacer la misma, es preciso disponer de posibilidades de producción que generen la suficiente energía como para responder a todos los picos de la demanda.

Es por ello por lo que los gobiernos y organismos institucionales con capacidad de actuación en el sector energético vienen desarrollando, sobre todo a partir de las dos

últimas décadas, planes de actuación en todos los sectores poblacionales con la finalidad de concienciar acerca del consumo desmedido y sus consecuencias, la necesidad de mayor eficiencia energética en máquinas y equipos tecnológicos, las instalaciones térmicas, y la investigación en fuentes energéticas más respetuosas con el entorno, el medio ambiente y que no suponga un agotamiento de los recursos naturales.

Las energías renovables se presentan como una posibilidad de lograr estos objetivos a través de una combinación entre la tecnología actualmente desarrollada y los conocimientos adquiridos acerca de su potencialidad.

La energía procedente de la biomasa, la energía hidráulica, la energía eólica y por supuesto la captación directa de la energía solar, objeto de éste proyecto, son fuentes de energía que se presentan como inagotables en lo que se refiere a recursos energéticos y que apenas atentan contra el medio natural. Si a esto se une un aprovechamiento mayor de la ganancia directa de la energía de procedencia renovable y un consumo racional, será posible paliar en gran parte el creciente deterioro ambiental y satisfacer al mismo tiempo las necesidades energéticas actuales y los niveles de confort social que las justifican.

En España, actualmente un 20 % de la energía demandada por los consumidores es producida por energías renovables, de las cuales, las más importantes son la eólica, y la hidráulica.

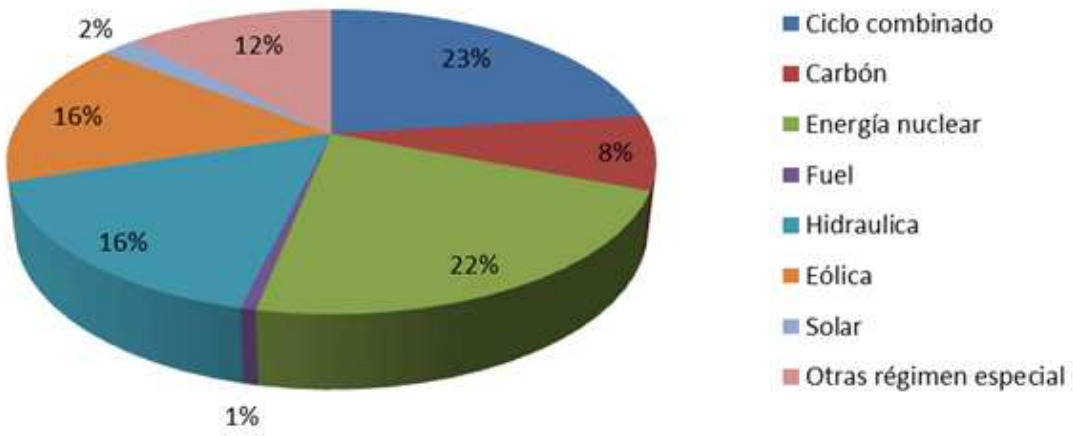


Figura 8: Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica por tecnologías en el 2010.
Fuente: http://garvia.blogspot.com.es/2012_01_01_archive.html

1.5.1 Condiciones de contorno de la energía solar fotovoltaica.

[19] La fuente energética solar puede considerarse como inagotable y permanente. No obstante, la distribución temporal de dicha energía captada a nivel del suelo es muy irregular, es decir, no solamente la duración teórica de insolación varía cada día, sino que la intensidad solar es más o menos atenuada según la composición instantánea de la atmósfera que atraviesa.

Pero además de este problema, que es imposible de solucionar (por causas obvias), existe otro de carácter económico, ya que si bien el Sol es una fuente energética gratuita, no lo son en absoluto las técnicas, hoy conocidas, que permiten el aprovechamiento de la energía solar a gran escala.

El carácter inagotable y gratuito de la materia prima en que se fundamenta, el Sol, lo hace enormemente atractivo. Por ello, no resulta extraño que en un amplio conjunto de países industrializados estén potenciando el desarrollo de las tecnologías que permiten un aprovechamiento de esta fuente de energía.

El cálculo, con precisión aceptable, de la intensidad de radiación solar (ideal) disponible en un lugar y hora dados, si el cielo está claro, es relativamente fácil, sin embargo la potencia realmente recibida sobre un captador puede variar entre el 10 y el 100% de la potencia ideal según el contenido local instantáneo de la atmósfera en agua y en partículas diversas. Así mismo, los rendimientos de captación y transformación de la radiación en otra forma de energía son, ellos mismos, función de la potencia recibida. Se puede deducir que el cálculo de la energía realmente utilizable puede ser una tarea complicada.

La instalación de un sistema energético solar en un lugar dado, sólo debe hacerse después de haber estimado la productividad anual del sistema en función de los recursos solares locales. Su conocimiento debe ser más o menos profundo según el tipo de sistema previsto y su grado de autonomía frente a otras fuentes energéticas.

La escasa disponibilidad de medidas específicas de radiación solar correspondiente a largos periodos de tiempo, es condicionante para estimar correctamente el funcionamiento de un sistema durante los años necesarios. Por lo tanto para estimar la energía solar disponible hay que hacer uso también de otros datos meteorológicos recogidos durante decenas de años, así como también de imágenes numéricas de los satélites meteorológicos, de gran resolución espacial y campos de visión. Para utilizar estas dos fuentes de datos hay que establecer relaciones entre los valores disponibles y los que se pretenden calcular.

Varios son los métodos de síntesis de los datos solares y climáticos. El más empleado es el de las medias mensuales aunque resulte demasiado simple. Otros datos son referidos a días-tipo, años-tipo, simulaciones, frecuencias acumuladas, grados-día, etc. Habrá que tener en cuenta las necesidades del sistema de aprovechamiento para definir el sistema de evaluación, una vez conocidas las demandas en cuanto a niveles de potencia y adecuación de las curvas demanda/radiación disponible, pudiendo entonces:

- Elegir un sistema cuyo funcionamiento sea compatible con las características de los recursos solares locales.
- Efectuar un predimensionado de los elementos de captación y almacenamiento, utilizando datos sintetizados o compactados.
- Simular el funcionamiento con los datos completos para optimizar las dimensiones y establecer diversas opciones.

El nombre de "Recursos Solares" se designa, al conjunto de características de la disponibilidad de radiación solar a nivel local, es decir, a sus fluctuaciones temporales. El conocimiento de los recursos solares puede ser más o menos completo y su presentación más o menos detallada según el uso que se le quisiera dar.

A la hora de dimensionar un sistema energético solar es necesario, definir el perfil de las fluctuaciones anuales de radiación solar, en intensidad y calidad, a partir de un estudio estadístico sobre varios años.

La energía primaria por excelencia es la procedente del Sol. Su aprovechamiento directo o indirecto, de forma natural o artificial es una constante en nuestra estructura agrícola, urbana, industrial, etc.

Las características más peculiares de la energía solar como fuente energética, son las siguientes:

- Elevada calidad energética.
- Mínimo o nulo impacto ecológico.
- Inagotable a escala humana.

Como inconvenientes se tienen:

- Producción en forma aleatoria, sometida a ciclos día-noche y estacionales invierno-verano.
- Recepción en forma dispersa.
- No se puede almacenar de forma directa, siendo preciso, una transformación energética.

1.5.2 Evaluación del potencial de la energía solar fotovoltaica en España.

[19] El potencial para la energía fotovoltaica en España es inmenso, y viene determinado por el nivel de irradiación solar. En España se recibe de media una irradiación global de 1.600 kWh/m^2.año sobre superficie horizontal, lo que nos sitúa a la cabeza de Europa.

Si analizamos el recurso global existente en Europa observamos que es muy variado según las diferentes regiones, en la siguiente figura se aprecia como la ribera mediterránea es el área con más potencial para las tecnologías solares.

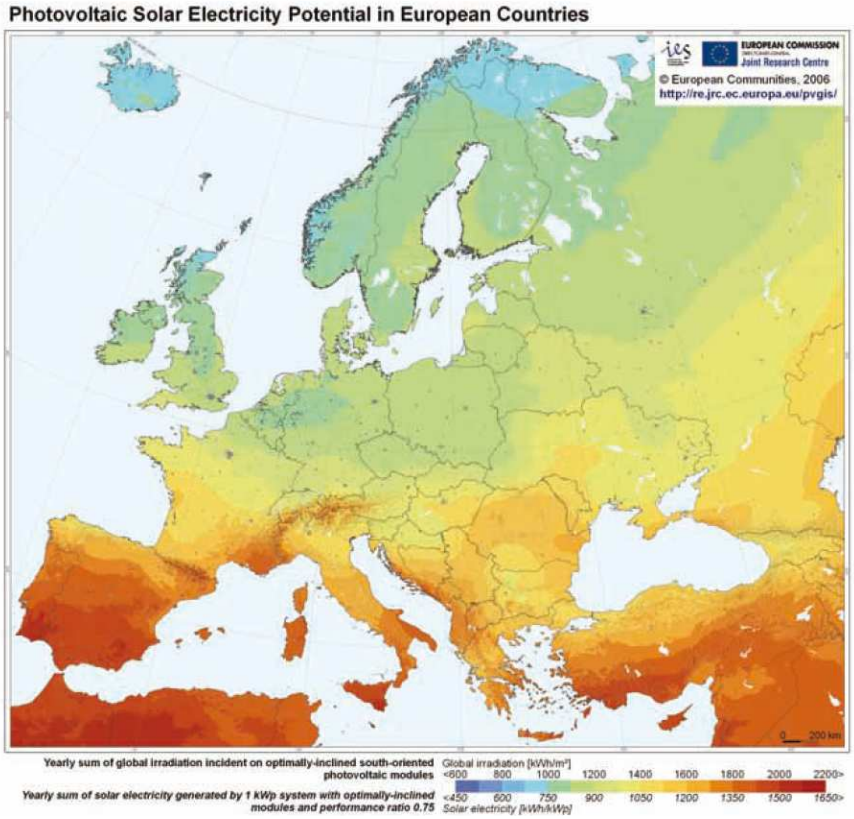


Figura 9: Recurso solar en Europa
Fuente: EUROPEAN COMMISSION

Así mismo en España tenemos un recurso solar abundante, más intenso en el Sur que en el Norte. Sin embargo, no sólo éste recurso solar a propiciado que España se situé entre los principales mercados mundiales en la actualidad. Éste incremento de potencia tan espectacular se ha debido a diferentes factores, además del elevado recurso solar, destacando los siguientes:

- Planificación de objetivos, especialmente desde el PFER[1] 1999-2000, con identificación de barreras y propuesta de actuaciones para superarlas.
- Desarrollo del marco normativo para implantar las medidas propuestas en la planificación.
- Impulso al desarrollo industrial: madurez tecnológica, centros I+D+I, etc.
- Gran interés social por las instalaciones conectadas a red con la considerable afluencia de capital económico.
- Diversificación de actividades de sectores tradicionales que conlleva la afluencia de capital económico y humano.

[1] PFER: Plan de Fomento de Energías Renovables

Otros factores como la mayor simplicidad de procedimientos la disponibilidad de suelo, la disponibilidad de servicios auxiliares etc., han sido determinantes para conseguir dicho incremento de potencia.

La potencia fotovoltaica acumulada en España hasta diciembre de 2.010, que alcanza la cifra de 3.787 MW y que nos sitúa como segundo mercado mundial por potencia acumulada, sólo supone alcanzar una pequeña parte del potencial teórico.

Un sistema fotovoltaico de conexión a red (SFCR) es aquel que aprovecha la energía del Sol para transformarla en energía eléctrica que cede a la red convencional para que pueda ser consumida por cualquier usuario conectado a ella.

El Real Decreto 436/2004, de 12 de Marzo permite, en España, que cualquier interesado pueda convertirse en productor de electricidad a partir de la energía solar. Por fin el desarrollo sostenible puede verse impulsado desde las iniciativas particulares que, aprovechando la energía del Sol pueden contribuir a una producción de energía eléctrica de manera más limpia y más nuestra. Ahora, el ciudadano, desde su vivienda unifamiliar, la comunidad de vecinos, las empresas u otras entidades que lo deseen podrán disponer de su instalación solar conectada a red. Tampoco debemos olvidar la buena imagen corporativa que conllevan éste tipo de iniciativas en una sociedad cada vez más sensibilizada con su medio ambiente.

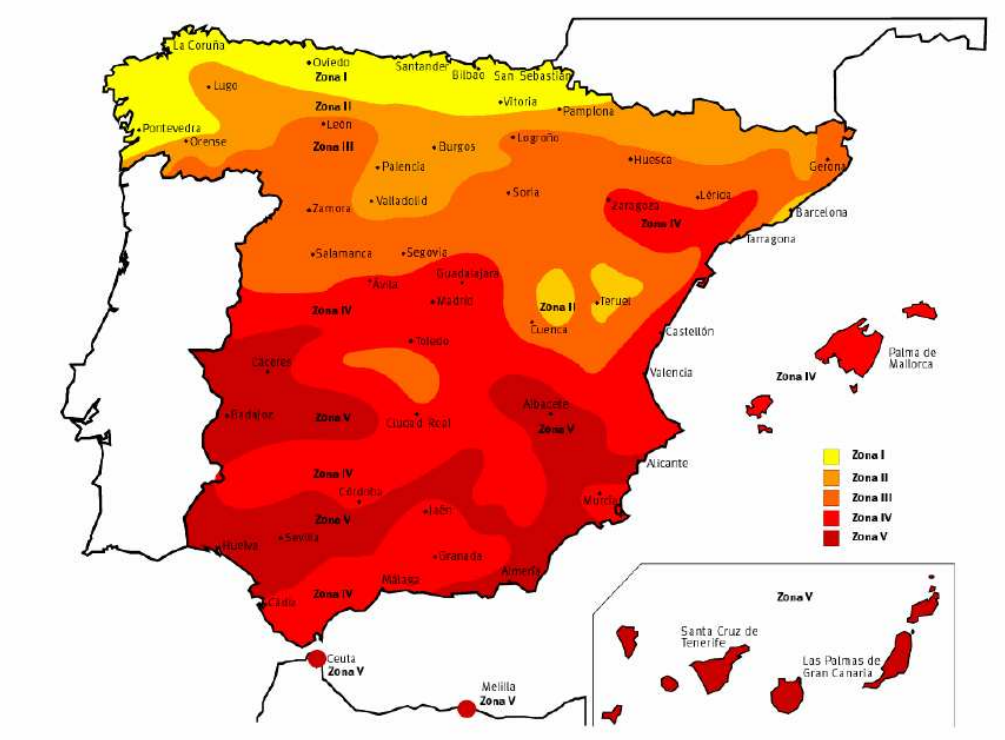
Durante los últimos años, en el campo de la actividad fotovoltaica, los sistemas conectados a la red eléctrica, constituyen la aplicación que mayor expansión ha experimentado. La extensión a gran escala de éste tipo de aplicaciones ha requerido el desarrollo de una ingeniería específica que permite, por un lado, optimizar su diseño y funcionamiento y, por otro, evaluar su impacto en el conjunto del sistema eléctrico, siempre cuidando la integración de los sistemas y respetando el entorno arquitectónico y ambiental.

Hay que destacar la gran fiabilidad y larga duración de los sistemas fotovoltaicos. Por otra parte, no requieren apenas mantenimiento y presentan una gran simplicidad y facilidad de instalación. Además, la gran modularidad de éstas instalaciones, permite abordar proyectos de forma escalonada y adaptarse a las necesidades de cada usuario en función de sus recursos económicos y la disponibilidad inmediata en el tiempo.

También es preciso destacar que el recurso solar es abundante en España, que dispone de condiciones muy adecuadas para la producción de energía solar fotovoltaica, con áreas de alta irradiancia.

La situación, desde el punto de vista del recurso solar, respecto a otros países Europeos como Alemania es comparativamente muy favorable.

La principal característica de éste recurso es estar disponible en toda la superficie al mismo tiempo, estando, no obstante, condicionado por las sombras de elementos naturales y artificiales y por las particulares condiciones climáticas de cada área geográfica.



FUENTE: INM. Generado a partir de isolíneas de radiación solar global anual sobre superficie horizontal.

ZONA CLIMÁTICA	I	II	III	IV	V
IRRADIACIÓN MEDIA DIARIA (kWh/m^2)	< 3,8	3,8 - 4,2	4,2 - 4,6	4,6 - 5,0	> 5,0

ZONA CLIMÁTICA	I	II	III	IV	V
IRRADIACIÓN MEDIA DIARIA (kWh/m^2)	< 3,8	3,8 - 4,2	4,2 - 4,6	4,6 - 5,0	> 5,0

Figura 10: Irradiación media diaria en España según zonas climáticas.
Fuente: IDAE

1.6 PANORAMA DE LA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EN ESPAÑA [19]

1.6.1 De dónde venimos

Con motivo de alcanzar los objetivos dictados por el Protocolo de Kyoto[2] y reforzar la política de energías limpias en España, se elaboró el Plan de fomento de las Energías Renovables (PER) en España 2000-2010, el cual mostraba que aproximadamente el 12,1 % de la energía primaria consumida en 2010 sería proporcionada por las energías renovables. Debido a ésta frontera ambiciosa hubo de revisarse dicho plan en 2004 y se creó el Plan de Fomento de las Energías Renovables 2005-2010.

Centrándonos en el sector solar fotovoltaico, el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2005-2010 establecía una cifra de 400 MW de potencia instalada en éste tipo de energía. En 2004, la potencia total instalada de energía solar fotovoltaica en España, según los datos disponibles, superó los 37 MWp, presentando un incremento cercano al 55 % respecto a la potencia instalada en el año 2003.

COMUNIDAD AUTÓNOMA	SITUACIÓN ACTUAL 2004 (MWp)	INCREMENTO 2005 - 2010 (MWp)	POTENCIA EN 2010 (MWp)
ANDALUCÍA	7,86	43,38	51,24
ARAGÓN	0,67	16,08	16,75
ASTURIAS	0,34	8,93	9,27
BALEARES	1,33	16,41	17,74
CANARIAS	1,20	16,04	17,24
CANTABRIA	0,07	9,14	9,21
CASTILLA Y LEÓN	2,73	25,60	28,33
CASTILLA - LA MANCHA	1,78	11,64	13,42
CATALUÑA	4,11	52,48	56,59
EXTREMADURA	0,54	12,85	13,39
GALICIA	0,51	23,49	24,00
MADRID	2,38	29,33	31,71
MURCIA	1,03	19,03	20,06
NAVARRA	5,44	14,20	19,64
LA RIOJA	0,15	9,08	9,23
COMUNIDAD VALENCIANA	2,83	31,25	34,08
PAÍS VASCO	2,40	23,70	26,10
NO REGIONALIZABLE	0,77	-	0,77
TOTAL (MW)	37	363	400

Tabla 1: Objetivos fotovoltaicos para el año 2010.
Fuente: Plan de Fomento de Energías Renovables 2005-2010

[2] Protocolo de Kioto: Es un protocolo de la Convección Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de los seis gases que provocan el efecto invernadero que causan el calentamiento global de la tierra.

Los objetivos señalados por el Plan de Fomento de Energías Renovables 2005-2010 para energía solar fotovoltaica se alcanzaron en 2007, con tres años de antelación, el crecimiento de la potencia instalada experimentado por la tecnología solar fotovoltaica está siendo muy superior al esperado, según la Comisión Nacional de Energía (CNE).

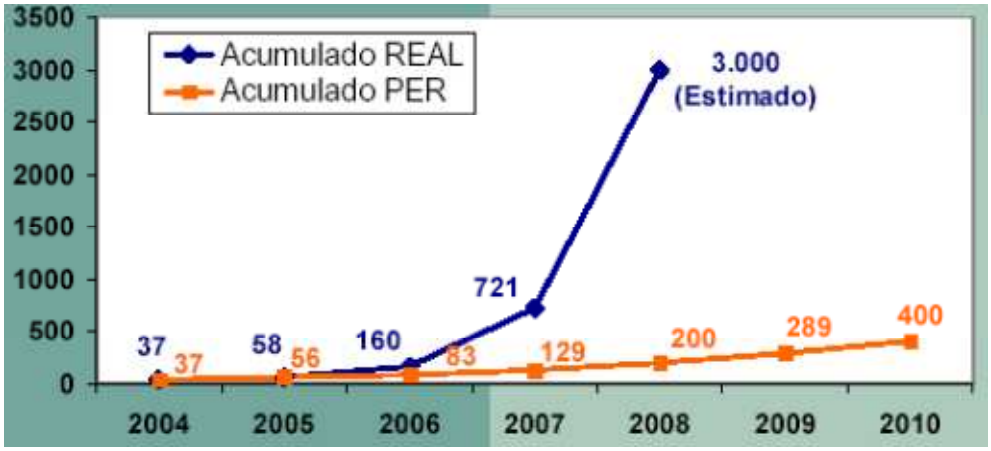


Figura 11: Expansión prevista para la energía solar fotovoltaica
Fuente: IDAE.

La rápida evolución ha comportado numerosas inversiones industriales relacionadas con la tecnología solar fotovoltaica, desde la fabricación del silicio policristalino, obleas y módulos hasta los seguidores o inversores, de manera que actualmente en España se pueden producir todos los elementos principales de la cadena que interviene en una instalación solar fotovoltaica.

Se hace necesario dar continuidad a éstas inversiones, pero también definir una pauta de implantación de ésta tecnología para garantizar el control y cumplimiento de los objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 y de los que fije el nuevo PER 2011-2020, para ello se elaboró el Real Decreto 1578-2008 en el cual se expresa que se asignará una determinada cantidad de potencia máxima a instalar en el territorio nacional de éste tipo de energía en cada trimestre del año.

1.6.1.1 Aspectos burocráticos.

Agotado el período de vigencia del PER 2005-2010 y atendiendo al mandato establecido en la legislación vigente (RD 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y posteriormente, ley 2/2001, de 4 de marzo de Economía Sostenible) el Gobierno de España ha elaborado un nuevo Plan para el periodo 2011-2020. Este Plan incluye el diseño de nuevos escenarios energéticos y la incorporación de objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, la cual establece objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea y para cada uno de los Estados miembros. Concretamente, la directiva establece como objetivo conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea, el mismo objetivo establecido para España, y una cuota mínima

del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

Además, la Directiva requiere que cada Estado miembro elabore y notifique a la Comisión Europea (CE), a más tardar el 30 de junio de 2010, un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fija la Directiva. Dicho PANER, tal y como prevé la Directiva, debía ajustarse al modelo de planes de acción nacionales adoptado por la Comisión Europea a través de la Decisión de la Comisión, de 30 de junio de 2009. El Estado Español, a través de la Secretaría de Estado de la Energía, presentó dicho Plan dentro de los plazos establecidos por la Directiva.

La Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), ha elaborado el PER 2011-2020, que incluye los elementos esenciales del PANER así como análisis adicionales no contemplados en el mismo y un detallado análisis sectorial que contiene, entre otros aspectos, las perspectivas de evolución tecnológica y la evolución esperada de costes. IDAE se constituye como Oficina del Plan responsable de su seguimiento.

Tras la elaboración del PANER, y en el marco de una evolución muy negativa de la economía mundial y española, tuvieron lugar los trabajos de la Subcomisión de análisis de la estrategia energética española para los próximos 25 años, constituida en el seno de la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de la Diputados, que el 21 de diciembre de 2010 aprobó un documento, en el que se recomendaba que la participación de las energías renovables fuera del 20,8% en el año 2020.

En cuanto al sector de la energía solar fotovoltaica se refiere, España se sitúa como el segundo país a nivel mundial, tras Alemania, en potencia instalada. La potencia total acumulada en el año 2010 alcanzó los 3.787 MW.

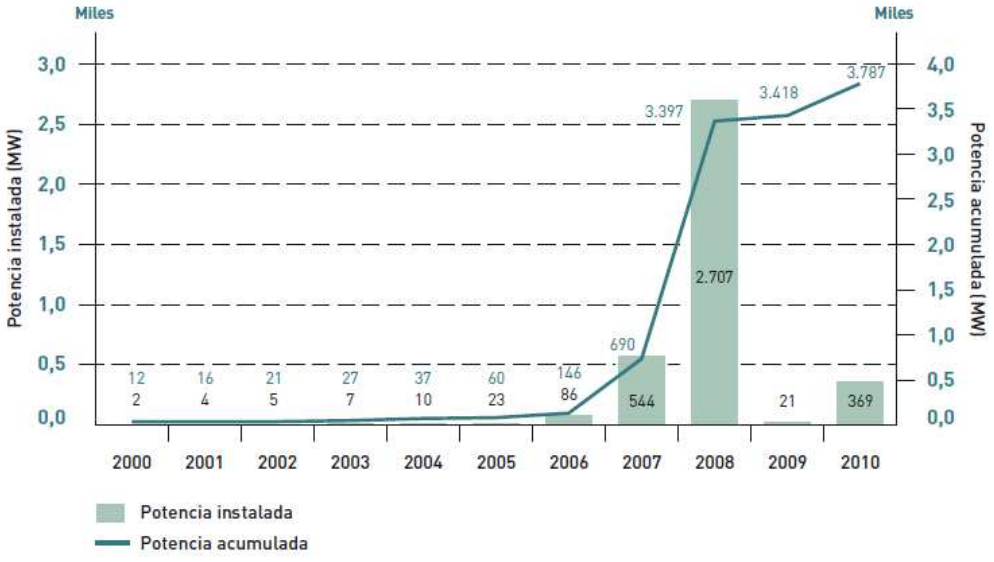


Figura 12: Potencia anual instalada y acumulada en España
Fuente: IDAE

En agosto de 2007 se superó el 80 % del objetivo de incremento de 363 MW previsto para el periodo 2005-2010 (PER), por lo que se estableció un plazo de 12 meses durante el cual las instalaciones que fueran inscritas en el Registro administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (RIPRE), tendrían derecho a la tarifa regulada establecida en el RD 661/2007, de 25 de mayo.

Pasados estos 12 meses, mediante el RD 1578/2008 se definió un nuevo régimen económico además de la creación de un Registro de Preasignación de Retribución para la tecnología Fotovoltaica (**PREFO**), que afecta a las instalaciones que se inscriban definitivamente en el RIPRE a partir de septiembre de 2008. Este nuevo marco se basa en un sistema de cupos crecientes y tarifas decrecientes que **potencia las instalaciones sobre edificaciones** y garantiza el cumplimiento, sin desviaciones, de la planificación energética.

Se establece para 2009 un cupo de potencia base de 400 MW y un cupo extra de 100 MW. El cupo base para 2010 es de 413 MW, y el extra de 60 MW. A partir de 2011 no existe cupo extra, y el cupo base se incrementa en el mismo porcentaje que se reduzca la tarifa para cada tipología de instalación definida.

Los proyectos que concurran al PREFO deben aportar la autorización administrativa, la licencia de obras, el punto de conexión concedido por la compañía eléctrica y el resguardo de la constitución de aval en la caja general de depósitos de 50 €/kW, en el caso de instalaciones en edificaciones menores de 20 kW y de 500 €/kW, en los demás casos. Al adjudicar los proyectos en cada convocatoria se tiene en cuenta la fecha más reciente de esos documentos para ordenar las solicitudes cronológicamente y dar preferencias a las más antiguas.

Se establecen dos tipologías de instalaciones, una para aquellas sobre edificaciones y otra para el resto, cada una con sus correspondientes cupos y tarifas.

La tipología de instalaciones sobre edificios contempla dos subgrupos: las menores de 20 kW y las que tienen entre 20 kW y 2 MW. La segunda tipología agrupa al resto de instalaciones no situadas sobre edificaciones urbanas, y permite instalaciones con un máximo de 10 MW. Las tarificaciones descienden alrededor de un 10 % anual, dependiendo del modo en que se cubran los cupos asignados.

		Potencia	Tipología de instalaciones
Tipo I	I.1	P ≤ 20 kW	Cubiertas o fachadas con usos: residencial, servicios, comercial, industrial, agropecuario. Aparcamientos de esos usos. (Parcela con ref. catastral urbana)
	I.2	20 kW ≤ P ≤ 2 MW	
Tipo II	II	P ≤ 10 MW	Resto, no incluidas en tipo I

Tabla 2: Grupos definidos en el RD 1578/2008.
Fuente: IDAE

El Real Decreto 1565/2010 de 19 de noviembre de 2010, modifica la topología tipo I especificando que en el interior de las instalaciones debe haber un punto de suministro de potencia contratada por al menos un 25 % de la potencia nominal de la instalación. Se excluyen expresamente del tipo I las instalaciones ubicadas sobre estructuras de invernaderos y cubiertas de balsas de riego y similares. También con respecto a la tipología tipo I el Real Decreto 1011/2009, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador, en su disposición final cuarta, amplía el límite de potencia máxima para instalaciones tipo I hasta 10 MW, si bien a efectos de inscripción en una convocatoria se mantiene el límite de 2 MW.

El marco de tarifas y cupos se muestra en la siguiente tabla para el año 2009.

		2009							
	Tipo	1C		2C		3C		4C	
Tarifa (c€/kWh)	I.1	34,0000		34,0000		34,0000		34,0000	
	I.2	32,0000		32,0000		32,0000		32,0000	
	II	32,0000		30,7189		29,9113		29,0857	
		Cupo	Inscrito	Cupo	Inscrito	Cupo	Inscrito	Cupo	Inscrito
Cupo (MW)	I.1	6,675	1,669	6,675	3,631	6,675	2,786	6,675	4,670
	I.2	60,075	20,916	60,075	31,691	60,075	35,601	60,075	60,104
	II	58,250	66,113	94,552	94,718	89,512	90,411	85,620	89,955

Tabla 3: Tarifas y cupos para las convocatorias del 2009.
Fuente: IDAE

Durante el año 2010 se han cubierto los cupos de todas las tipologías, reduciéndose aproximadamente las tarifas asociadas un 10 %.

		2010							
	Tipo	1C 10		2C 10		3C 10		4C 10	
Tarifa (c€/kWh)	I.1	34,0000		33,4652		33,0597		32,1967	
	I.2	31,1665		30,3099		29,5200		28,6844	
	II	28,1045		30,3099		26,5509		25,8602	
		Cupo	Inscrito	Cupo	Inscrito	Cupo	Inscrito	Cupo	Inscrito
Cupo (MW)	I.1	6,675	6,016	6,653	5,760	6,675	6,682	6,537	6,548
	I.2	61,640	62,522	61,439	61,480	61,640	63,090	60,401	61,434
	II	50,033	50,894	51,339	52,380	52,105	52,114	52,288	52,609

Tabla 4: Tarifas y cupos para las convocatorias del 2010.
Fuente: IDAE

En el caso de que para cada tipo se inscriba menos del 75 % de su cupo, la tarifa correspondiente se mantiene para la siguiente convocatoria, lo que ha ocurrido para los tipos I.1 y I.2 en 2009. Si se cumple más del 75 % la tarifa se reduce proporcionalmente a la potencia inscrita, siendo la reducción cero si se inscribe exactamente el 75 % del cupo, y del 2,6 % si se inscribe exactamente el 100 % del cupo. Esto es lo que ha sucedido en la tipología II desde la creación del PREFO, y en la tipología I desde 2010. Existe un mecanismo establecido que permite traspasar entre ambos grupos la potencia que no se asigne en uno de ellos.

Adicionalmente a la reducción de tarifas establecida por el Real Decreto 1578/2008, a partir de la segunda convocatoria de 2001 se aplicará la reducción de tarifas extraordinaria establecida en el Real Decreto 1565/2010, que reduce un 5 % las tarifas de la tipología I.1, un 25% la tarifa de la tipología I.2 y un 45 % la tarifa de la tipología II.

1.6.2 Donde estamos

En la actualidad **el Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, limita las horas equivalentes de funcionamiento** de las instalaciones fotovoltaicas con derecho a percibir el régimen económico privado que tengan reconocido. Las horas equivalentes de referencia se definen en función de la zona solar climática según la radiación solar media en España establecidas en el Real Decreto 314/2006.

Se define el número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación como el cociente entre la producción neta anual expresada en kWh y la potencia nominal de la instalación expresada en kW.

En la siguiente tabla se muestran las horas equivalentes establecidas por el Real Decreto-Ley 14/2010.

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Instalación fija	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.664	1.838	2.015	2.204	2.367

Tabla 5: Horas equivalentes según Real Decreto-Ley 14/2010.
Fuente: IDAE

Así mismo, el Real Decreto-Ley 14/2010 limita de forma extraordinaria y temporal la retribución para las instalaciones con inscripción definitiva en el RIPRE anteriores al 29 de septiembre de 2008 y acogidas al Real Decreto 661/2007. **La limitación se realiza hasta 2013 incluido, ampliándose como contrapartida hasta 30 años el derecho a percibir las tarifas reguladas.**

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año
Instalación fija	1.250
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.644
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.707

Tabla 6. Horas equivalentes según Real Decreto-Ley 14/2010.
Fuente: IDAE.

Recientemente se ha aprobado el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, que deroga al RD 1663/2000 y por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Este RD resulta de aplicación para aquellas instalaciones en régimen especial u ordinario de potencia no superior a 100 kW, mientras que las instalaciones generadoras conectadas a red de potencia superior a 100 kW siguen reguladas por el todavía existente RD 1955/2000.

Este RD, incorpora referencias explícitas a las instalaciones destinadas a autoconsumo (total o parcial) de la energía producida, llegando a establecer la obligación de regular en el plazo de cuatro meses las condiciones de producción de este tipo de instalaciones.

El RD 1699/2011 contempla que la conexión de las instalaciones menores de 100 kW se realice tanto en líneas de baja tensión de una empresa distribuidora como en la red interior del usuario (artículo 13), determina asimismo el procedimiento de acceso y conexión de las instalaciones, las condiciones técnicas a cumplir y los procedimientos de medida y facturación que son idénticos tanto para el caso de que la instalación se conecte a red para la venta de toda la energía generada como para el caso de que se autoconsuma parte o totalmente esta energía.

El pasado 28 de enero entró en vigor el **Real Decreto Ley 1/2012,** de 27 de enero, por el que se procede a la **suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, sin tener efecto retroactivo**. El citado Real Decreto Ley, justifica la suspensión, temporal, de éstos incentivos desde un punto de vista técnico (las energías renovables han superado con creces en 2010 los objetivos potenciales instalados previstos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 para la energía eólica, solar termoeléctrica y fotovoltaica, y hay margen para cumplir los objetivos de 2020) como desde un punto de vista económico (reducir el desequilibrio entre los costes de producción y el valor de las primas, disminuyendo el gasto público y

el déficit tarifario). El déficit tarifario[3] no debía existir a partir del 2013, según el Real Decreto Ley 6/2009.

El Real Decreto Ley 1/2012 suprime lo siguiente:

- **Se suprimen los valores de las tarifas reguladas, primas y límite previstos en el RD 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.**
- **Suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones.**
- **Se suprimen los complementos por eficiencia y por energía reactiva.**
- **Suspensión del procedimiento de preasignación de retribución.**

El **Real Decreto Ley 2/2013**, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, publicado en el Boletín Oficial del Estado de 2 de febrero de 2013 y en vigor desde esa misma fecha, introduce nuevas medidas tendentes a corregir los desajustes entre los costes del sistema eléctrico y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados.

En síntesis, las modificaciones normativas introducidas comportarán los siguientes efectos:

- La supresión de la prima prevista en la normativa del sector eléctrico para aquellas instalaciones de régimen especial que vendan la energía producida en el mercado, esto es, para las acogidas a la opción b) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. Consiguientemente, desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 2/2013 las opciones de venta de la energía producida en instalaciones de régimen especial serán dos:

  - **La cesión de la electricidad al sistema percibiendo una tarifa regulada.**
  - **La venta de la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica, sin complemento de prima.**

- Las instalaciones de régimen especial que, a partir de su entrada en vigor, opten por vender la energía generada en el mercado de producción de energía eléctrica no podrán acogerse, con posterioridad, al cambio de opción previsto en el artículo 24.4 del Real Decreto 661/2007.
- Con efectos desde el 1 de enero de 2013, **se sustituye el índice de actualización de los costes del sector eléctrico (retribuciones, tarifas y primas), pasando del Índice de Precios de Consumo al Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos.**
- La prima por la energía vendida por las instalaciones acogidas a la opción de venta al mercado desde el 1 de enero de 2013 hasta la fecha de entrada en vigor del mismo se liquidará por la Comisión Nacional de la Energía aplicando los valores

[3] Déficit tarifario: Diferencia entre los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y los costes de las actividades reguladas del sector eléctrico que deben cubrir.

de la tarifa regulada como si hubieran estado acogidas a la opción a) del citado artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007.

- Aquellas instalaciones que a fecha de su entrada en vigor vendan al mercado la energía eléctrica producida pasarán a estar acogidas automáticamente y con efectos desde el 1 de enero de 2013 a la opción de venta a tarifa regulada. No obstante, antes del 15 de febrero de 2013, los titulares de dichas instalaciones podrán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas su decisión de permanecer en la opción de venta a precio de mercado sin prima. Se precisa que una vez realizada dicha comunicación no podrán acogerse al cambio de opción previsto en el anteriormente citado artículo 24.4 del Real Decreto 661/2007.
- Se dejan sin efecto las comunicaciones de cambio de opción de venta de energía desde la opción a tarifa regulada a la opción de venta a mercado que a fecha de su entrada en vigor no se hayan producido.

Resumiendo: Las principales leyes que actualmente regulan la generación fotovoltaica en nuestro país son:

- Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero, introduce nuevas medidas tendentes a corregir los desajustes entre los costes del sistema eléctrico y los ingresos obtenidos a partir de los precios regulados.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

1.6.3 A dónde vamos.

1.6.3.1 Perspectivas de evolución tecnológica

Durante muchos años el efecto fotovoltaico no tuvo aplicación comercial, hasta que en 1954 los laboratorios Bell descubrieron, de manera accidental, que los semiconductores de silicio dopados con ciertas impurezas eran muy sensibles a la luz; comienza de ésta manera la era moderna de la tecnología solar fotovoltaica. Desde entonces el desarrollo

ha sido constante, reduciéndose los costes de los sistemas de generación eléctrica solar fotovoltaica.

El principal objetivo de la investigación, el desarrollo tecnológico, y la innovación de todo el sector se resume en desarrollar nuevos materiales, equipos e instalaciones completas que permitan el descenso de los costes de producción de energía eléctrica con la tecnología fotovoltaica y que posibiliten una integración en el sistema eléctrico a gran escala.

Se han identificado unas serie de acciones o "palancas" que pueden permitir la reducción de los costes de inversión:

- Por una parte, la mejora de eficiencia permite incrementar la potencia por m^2 de módulo, lo que limita el coste por MWp y los costes del resto de equipos del sistema al ocupar menos espacio la misma potencia.
- Por otra parte, la reducción de los costes de fabricación propiamente dichos por m^2 en el caso de los módulos.

Se prevé una mejora de la eficiencia de los módulos en los próximos años. Para el caso de silicio cristalino, se espera una eficiencia de entre el 17 y el 22 % en 2.020, desde el 14 % de media actual. Para capa delgada, se puede alcanzar una eficiencia de entre el 16 y el 17 % en 2020, desde el 10 % actual. En ambos casos la evolución prevista supone continuar la curva de experiencia histórica.

Un incremento de eficiencia de los módulos del 100 % puede reducir el coste entre un 40-70 % según las tecnologías. Analizando la repercusión del aumento de eficiencia de los módulos sobre el coste de producción, podemos ver como con cada punto de eficiencia que se incremente se reduce el coste de producción entre un 3 y un 10 %.

En la actualidad, la tecnología de capa delgada de silicio es la que presenta mayor recorrido de reducción de costes debido al incremento de la eficiencia. No obstante, cualquier avance significativo en otra tecnología fotovoltaica permitirá nuevos desarrollos que pueden variar estas perspectivas.

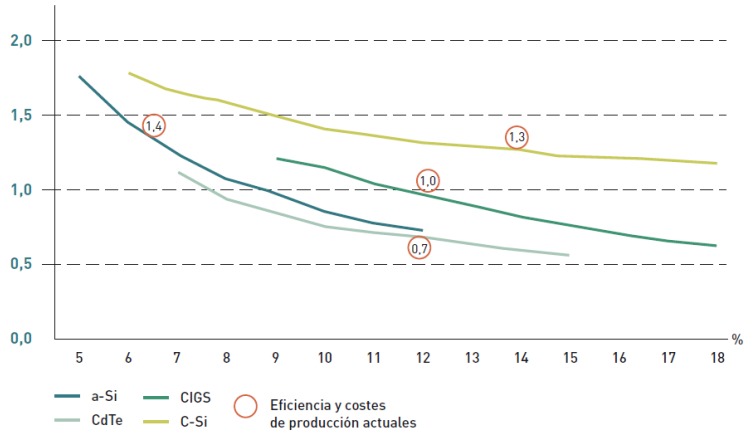


Figura 13: Coste de producción frente a eficiencia de los módulos por tecnologías
Fuente: BCG

La relación presentada entre eficiencia y costes de producción representa los valores mínimos de costes acordes a las eficiencias; por tanto, no se descartan valores de costes mayores debido a factores coyunturales de mercado como, la escasez de polisilicio en 2007 y 2008.

1.6.3.2 Análisis de costes

En el estudio de prospectiva tecnológica realizado por el Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER 2011-2020) se ha estimado la evolución de costes para las diferentes tecnologías renovables según la coyuntura actual. Para el área solar fotovoltaica se ha diferenciado entre las tipologías más comunes: instalaciones sobre tejado y sobre suelo con y sin seguimiento solar, con módulos de silicio mono y policristalino.

En éste documento sólo incluiremos lo concerniente a las instalaciones fotovoltaicas sobre tejado por ser el tema de interés del proyecto.

Instalación sobre tejado

Para una instalación sobre tejado, suministrada bajo la modalidad de contrato llave en mano, se han estimado los costes de inversión para el año 2010 en una horquilla con límite inferior en 2,59 €/Wp y límite superior en 3,19 €/Wp. Otras fuentes del sector ofrecen horquillas entre 3 y 3,68 €/Wp.

Se han considerado para éstos ratios la potencia pico expresada en vatios pico (Wp), que es la potencia de la batería de generadores (módulos fotovoltaicos) medido en unas condiciones concretas de irradiancia (1000 W/m2), temperatura de célula (25ºC) y calidad de la masa de aire (AM 1,5). La potencia nominal es la potencia del inversor, y es la que se toma de referencia para la inscripción en registros, para el acceso a la red, para la asignación de tarifas, etc.

El desglose de partidas de la inversión puede ser aproximadamente mostrado en la siguiente figura. En la partida otros costes se incluyen principalmente licencias, tasas y costes de conexión.

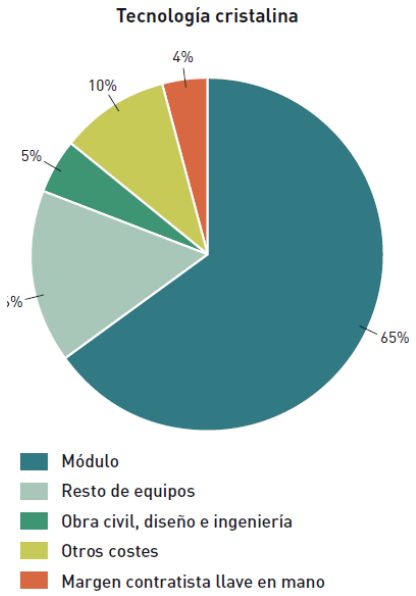


Figura 14: Costes de inversión en 2010 para instalaciones FV sobre tejado
Fuente: BCG e IDAE

En cuanto a la evolución de los costes de **inversión de las instalaciones solares fotovoltaicas sobre tejado**, se estima que en los próximos años van a experimentar una **reducción de costes muy importante**. La mejora del rendimiento de las células, la optimización de los procesos de producción y la experiencia comercial propiciarán la reducción del coste de generación eléctrica con ésta tecnología. Se prevé un descenso general hasta el año 2020 de aproximadamente el 50 %, según se muestra en la siguiente gráfica.

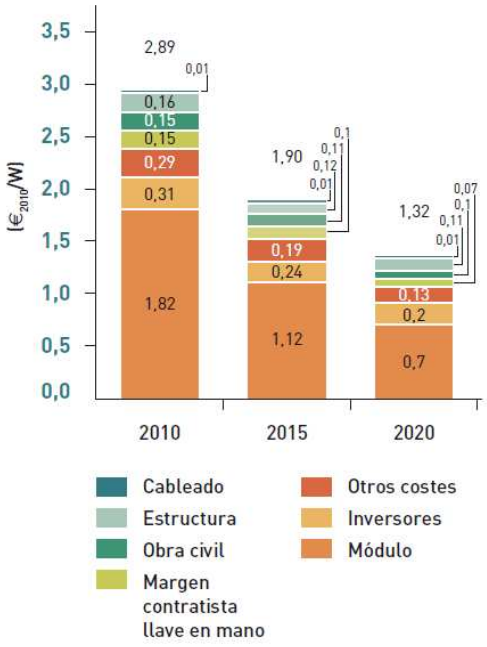


Figura 15: Evolución de costes de inversión de una instalación de tecnología cristalina en tejado
Fuente: BCG e IDAE

En cuanto a la operación y mantenimiento, el estudio de prospectiva tecnológica elaborado por el IDAE muestra unos costes de 41.200 €/MWp en 2.010. Otras fuentes del sector ofrecen un coste anual de operación y mantenimiento de entre 50.000 y 80.000 €/MWp. Los costes se han considerado independientes de la tecnología del módulo. Su desglose y evolución a 2.020 se muestra en la siguiente figura.

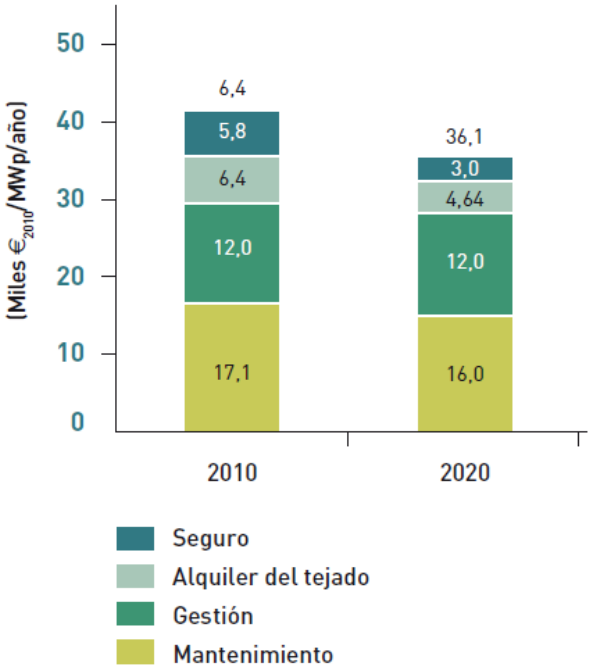


Figura 16: Costes de operación y mantenimiento para instalaciones en tejado.
Fuente: BCG e IDAE

La reducción de costes de operación, mantenimiento y explotación, no sufrirá una reducción tan intensa como se prevé para los costes de inversión, estimándose en 2.020 una reducción desde los costes de 2.010 del 13,5 %.

1.7 ELECCIÓN DE LA TIPOLOGÍA DE LA INSTALACION SOLAR FOTOVOLTAICA.[26]

El Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión constituye el marco normativo básico de éste tipo de instalaciones eléctricas.

El RD 842/2002 en su ITC-BT-40 trata las instalaciones generadoras, las destinadas a transformar cualquier tipo de energía en energía eléctrica de baja tensión clasificando las instalaciones generadoras, atendiendo a su funcionamiento respecto de la red de distribución pública, en:

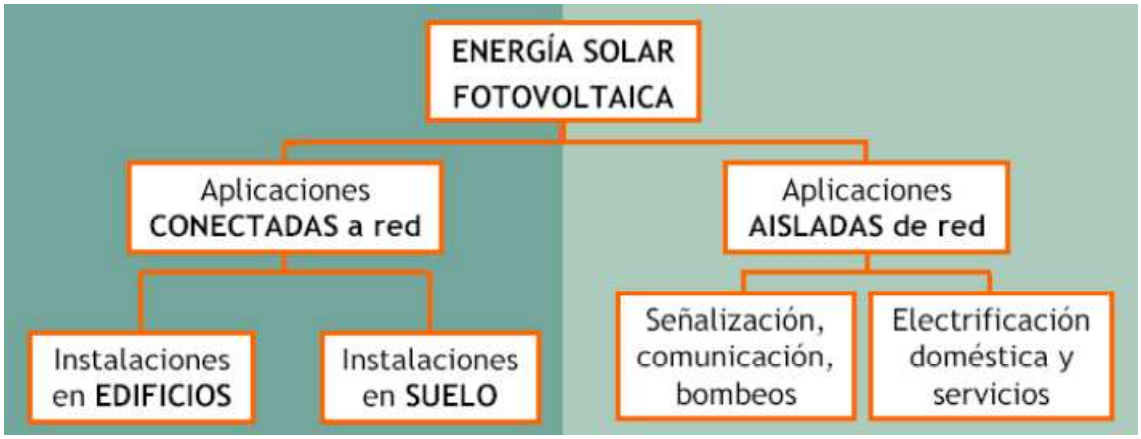


Figura 17: Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.
Fuente: IDAE

- **Instalaciones generadoras aisladas**: aquellas en las que no puede existir conexión eléctrica alguna con la red de distribución pública y cuyo objeto es satisfacer total o parcialmente la demanda de energía eléctrica en un lugar determinado donde no existe red eléctrica convencional. Las aplicaciones más habituales suelen ser las de bombeo de agua y las de electrificación de viviendas rurales, aunque existen otras muchas aplicaciones en telecomunicaciones, señalizaciones, juguetería, etc.

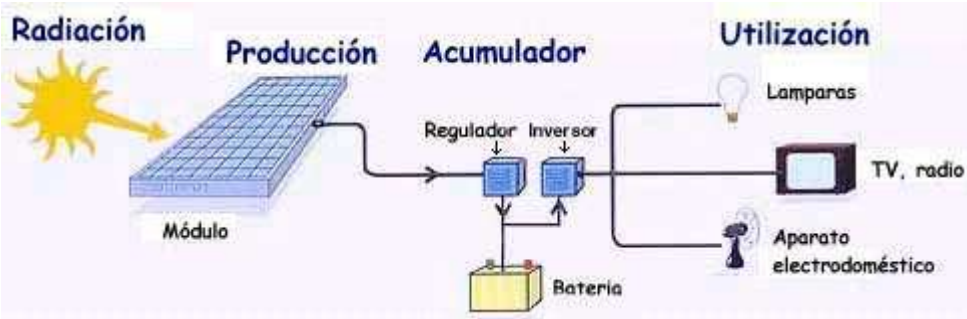


Figura 18: Esquema básico de una instalación aislada para electrificación de vivienda.
Fuente: http://www.solartronic.com/Ayuda/Preguntas_Frecuentes/#Preg3

- **Instalaciones generadoras asistidas**: Aquellas en la que existe una conexión con la red de distribución pública, pero sin que los generadores puedan estar trabajando en paralelo con ella. La fuente preferente del suministro podrá ser tanto los grupos generadores como la red de distribución pública, quedando la otra fuente como fuente de apoyo o de socorro.
- **Instalaciones generadoras interconectadas**: están, normalmente trabajando en paralelo con la red de distribución pública. Tienen como objetivo fundamental generar energía eléctrica, e inyectarla a la red eléctrica de distribución. Estas instalaciones se suelen ubicar en tejados o estructuras fotovoltaicas en edificios, o a modo de grandes centrales de generación fotovoltaica sobre suelo como son los denominados "huertos solares". Todas las instalaciones FV conectadas a red, con independencia de su tamaño y complejidad, obedecen al mismo principio de funcionamiento, esquematizado en la siguiente figura.

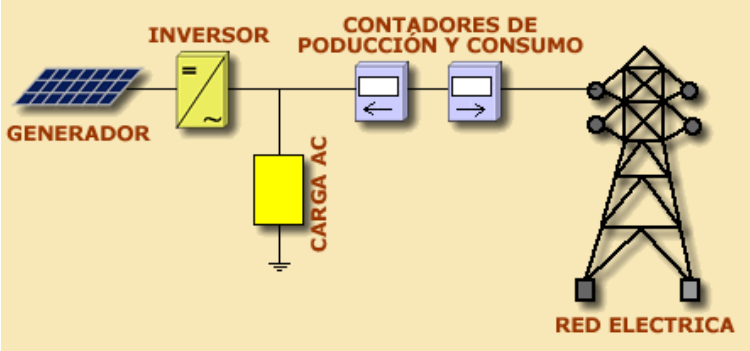


Figura 19: Esquema básico de una instalación fotovoltaica de conexión a red.
Fuente:
http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/05_tipos/02_conec_red/01_basico/2_conec_red.htm

De las tres opciones comentadas, está claro que clasificaremos nuestra instalación como una **instalación generadora interconectada** puesto que, durante sus horas de funcionamiento, estará trabajando en paralelo con la red de distribución pública. Así pues, desde éste punto en adelante trataremos de describir en qué consisten dichas instalaciones.

1.7.1 Instalaciones generadoras interconectadas.

[29] En éste apartado trataremos de describir las diferentes modalidades de conexión que existen actualmente y determinar cuál de ellas es la más interesante para obtener el máximo rendimiento de nuestra instalación.

La potencia máxima de las centrales conectadas a la red de distribución pública estará condicionada por la tensión de servicio, potencia de cortocircuito, capacidad de la línea, potencia consumida de la red de baja tensión etc. Para cada tipología de instalación, la ITC-BT-40 establece las condiciones de conexión.

Con carácter general, la interconexión de las centrales generadoras a las redes de baja tensión será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100 KVA, ni de la mitad de la capacidad de salida del centro de transformación correspondiente de la línea de red de distribución a la que se conecta.

Para la correcta operación de la instalación, la ITC obliga la incorporación de una serie de equipos de maniobra y medida a disponer en el punto de interconexión.

- **Interruptor automático** en el origen de la instalación interconectada y en un punto único y accesible a la distribución eléctrica, sobre el que actuarán un conjunto de protecciones que garanticen que los fallos internos de la instalación no se transmitan a la red.
- **Interruptor de acoplamiento** con contacto auxiliar que permita desconectar el neutro de la red de distribución y conectar a tierra el neutro de la generación, cuando el generador trabaje de forma independiente de la red.
- **Equipo de medida** que registre la energía suministrada por el generador, en la instalación de enlace.

Éstas instalaciones quedan reguladas por el RD 1955/2000 para instalaciones fotovoltaicas mayores a 100 kW y RD 1699/2011 para las iguales o menores a 100 kW, que establecen los procedimientos de autorización y las condiciones técnicas para su conexión en red.

Además el RD 1699/2011 permite la ejecución de instalaciones conectadas a la red de distribución a través de una red interior de consumo, lo que supone un paso previo a la instauración de un sistema de balance neto de energía[4].

Otra ventaja que aportan éste tipo de instalaciones, de producción eléctrica con potencia nominal igual o inferior a 100 kW y conectadas directamente a una red de tensión no superior a 1 KV, ya sea de distribución o a la red interior de un consumidor, **quedan excluidas del régimen de autorización administrativa previa y aprobación del proyecto.**

Por tanto, el RD 1699/2011 aplica a las instalaciones de régimen ordinario y régimen especial de potencia igual o inferior a 100 kW de tecnología fotovoltaica, cuando se conecten a una línea de la empresa distribuidora de tensión inferior a 1 KV, bien directamente o a través de una red interior de consumo o cuando se conecten al lado de baja de un transformador de una red interior de un consumidor conectado a la red de distribución, a una tensión inferior a 1 KV, y siempre que la potencia instalada de generación conectada a la red interior no supere los 100 kW.

En éste punto se hace necesario determinar lo que se define por red interior.

[4] Balance neto de energía: El consumidor genera "In Situ" parte de la energía eléctrica que consume. (http://www.ingenova.tv/index.php?o=4)

Según la REBT (Art. 15), las instalaciones interiores o receptoras son las que, alimentadas por una red de distribución o por una fuente de energía propia, tienen como finalidad principal la utilización de energía eléctrica.

La acometida es la parte de la instalación de la red de distribución que alimenta las cajas generales de protección o unidad funcional equivalente, siendo ésta responsabilidad de la empresa distribuidora.

Las instalaciones de enlace son las que unen la caja general de protección (CGP) con las instalaciones interiores o receptoras y se componen de:

- Las cajas generales de protección (CGP).
- La línea general de alimentación.
- La derivación individual.
- La caja general de mando y protección (CGMP): ICP +protecciones.

Según el RD 1699/2011, la red interior es la instalación eléctrica formada por los conductores, aparamenta y equipos necesarios para dar servicio a una instalación receptora que no pertenece a una red de distribución.

El esquema general sería el siguiente:

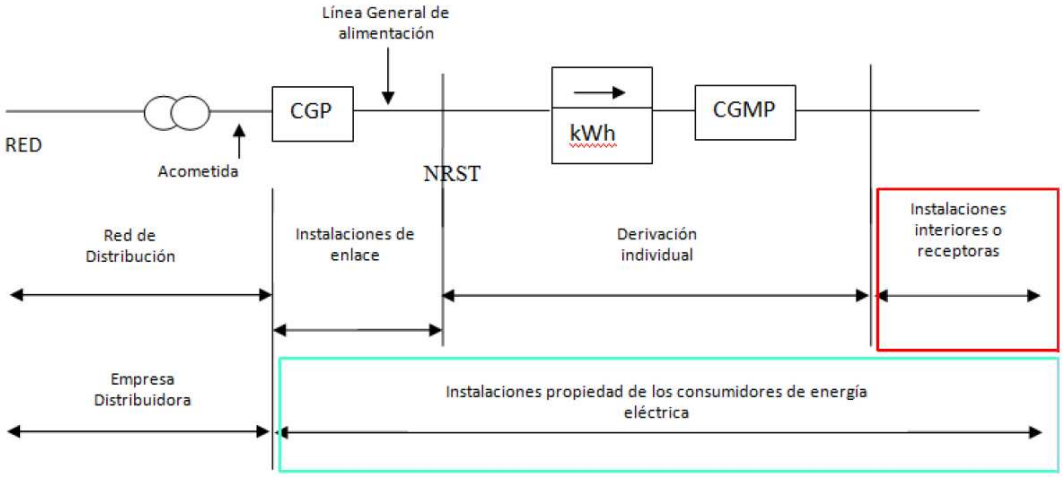


Figura 20: Esquema de unión entre la acometida de la compañía distribuidora y las instalaciones interiores o receptoras.
Fuente: EREN (Ente Regional de la Energía de Castilla y León).

Por tanto, tomando como punto de partida el RD 1699/2011, las instalaciones de generación podrían conectarse en cualquier punto de la red perteneciente al consumidor y no a la red de distribución.

Con carácter general, los circuitos de generación y consumo serán independientes y estarán dotados de sus correspondientes equipos de medida instalados en paralelo y en la misma ubicación. Sólo si se pretende vender energía excedentaria, se permite la instalación de un único equipo de medida con registros de generación y consumo

independientes, requiriéndose la suscripción de dos contratos de acceso (Art. 18.3 del RD 1699/2011).

Es decir:

- Cuando se pretenda vender toda la producción eléctrica, la conexión se realizaría entre la CGP y el contador de la instalación de consumo, siendo equivalente a la conexión a red clásica pero conectada en la red interior.
- Si se quiere autoconsumir, la conexión se situaría entre el contador de la instalación de consumo y la CGMP, sustituyendo éste por un contador bidireccional que registre los flujos de energía con la compañía distribuidora.

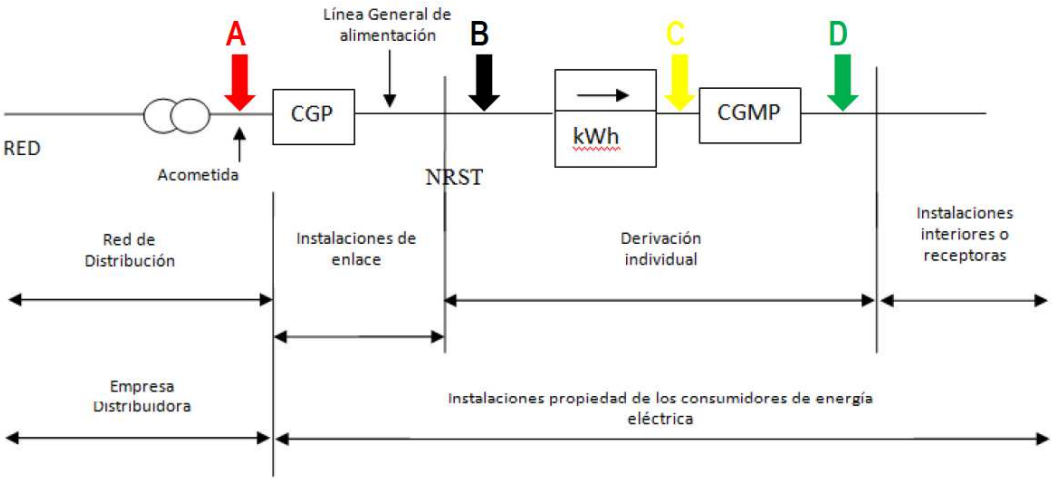


Figura 21: Diferentes tipos de conexión a red según el tipo de venta.
Fuente: EREN (Ente Regional de la Energía de Castilla y León).

- A: Conexión a red clásica para venta de toda producción.
- B: Conexión a red interior para venta de toda la producción.
- C: Conexión a red interior para autoconsumo de energía.
- D: Conexión a red interior para autoconsumo de energía.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red precisan de la tramitación de un punto de acceso y conexión a la red de la empresa distribuidora e inscribirse en el registro del régimen especial. Además el RD 1699/2011 impide la conexión de sistemas de acumulación entre la instalación fotovoltaica y el punto de conexión con la red de distribución (o red interior).

Dentro de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red se pueden hacer dos divisiones:

- **Instalaciones conectadas directamente a red de distribución:** (conexiones A y B), vuelcan toda su producción a la red eléctrica de distribución a la que están conectadas (conexión a red clásica). Actualmente, el RDL 1/2012 suspende los procedimientos de preasignación y los incentivos económicos para nuevas instalaciones de régimen especial por lo que no podrán acceder a las primas y tarifas reguladas, es decir, toda la producción sería pagada a precio de POOL y

todo el consumo sería pagado a precio de la tarifa contratada en ese instante. El generador precisaría de su propio contador independiente del de consumo.

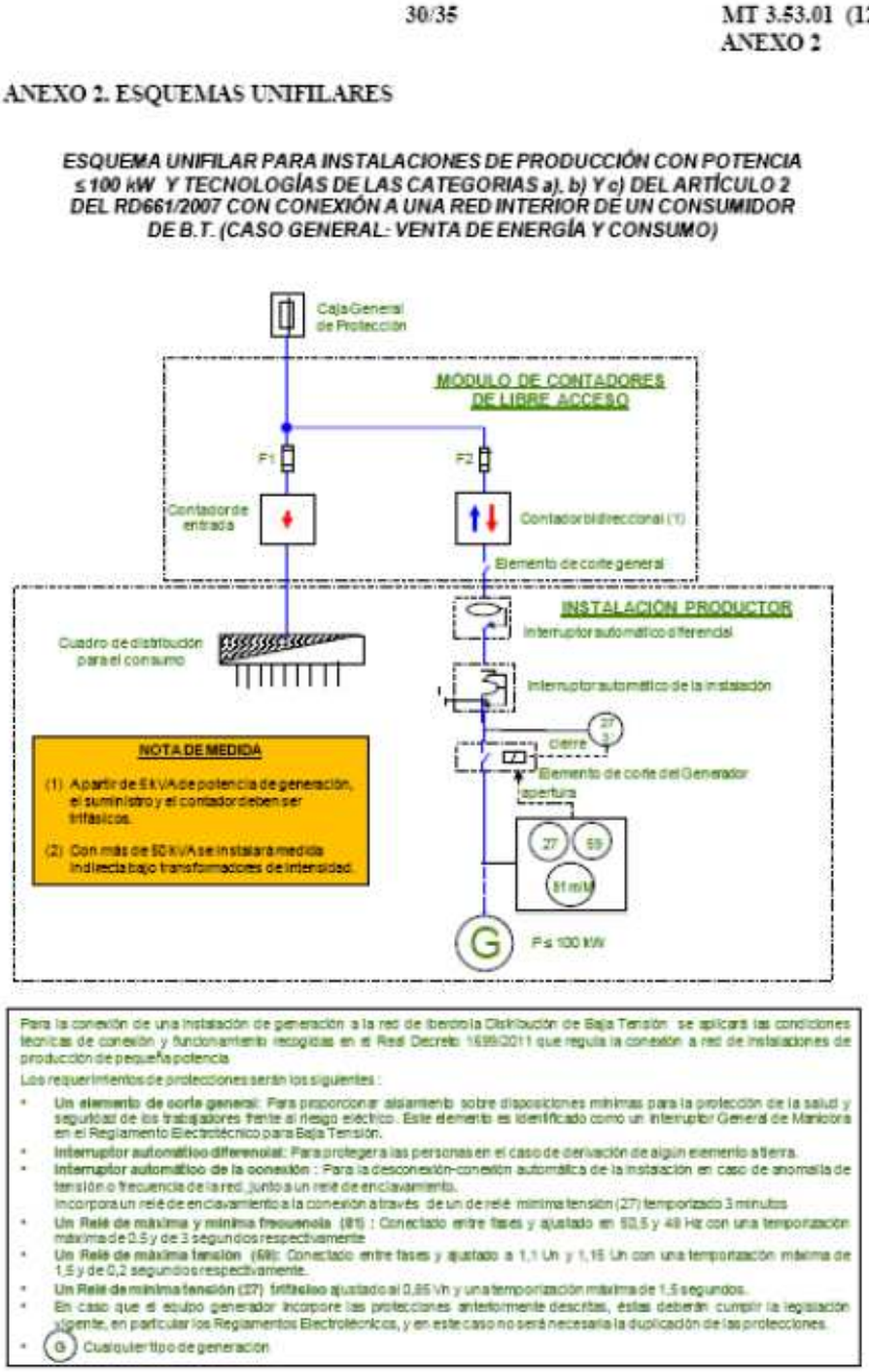


Figura 22: Esquema de conexión a red de distribución con potencia <100 kW.
Fuente: IBERDROLA https://www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/es/doc/MT_2_90_01.pdf

- **Instalaciones conectadas a red a través de una red interior de consumo:** (conexiones C y D), están conectadas a la red interior y pueden abastecer total o parcialmente a la misma, pudiendo verter los posibles excedentes a la red

eléctrica de distribución. La producción fotovoltaica no autoconsumida instantáneamente sería pagada a precio de POOL mientras que la autoconsumida sería pagada al precio de la tarifa contratada. Todo el consumo, que se vería reducido, sería pagado al precio de la tarifa contratada y el contador de consumo sería sustituido por uno bidireccional. Hay que indicar que el titular de éste tipo de instalaciones tendrá la consideración de productor de energía en régimen especial siempre que se vierta energía a la red y a la vez será considerado un consumidor por realizarse la conexión en su red interior. Éste tipo de instalaciones también son denominadas como de AUTOCONSUMO.

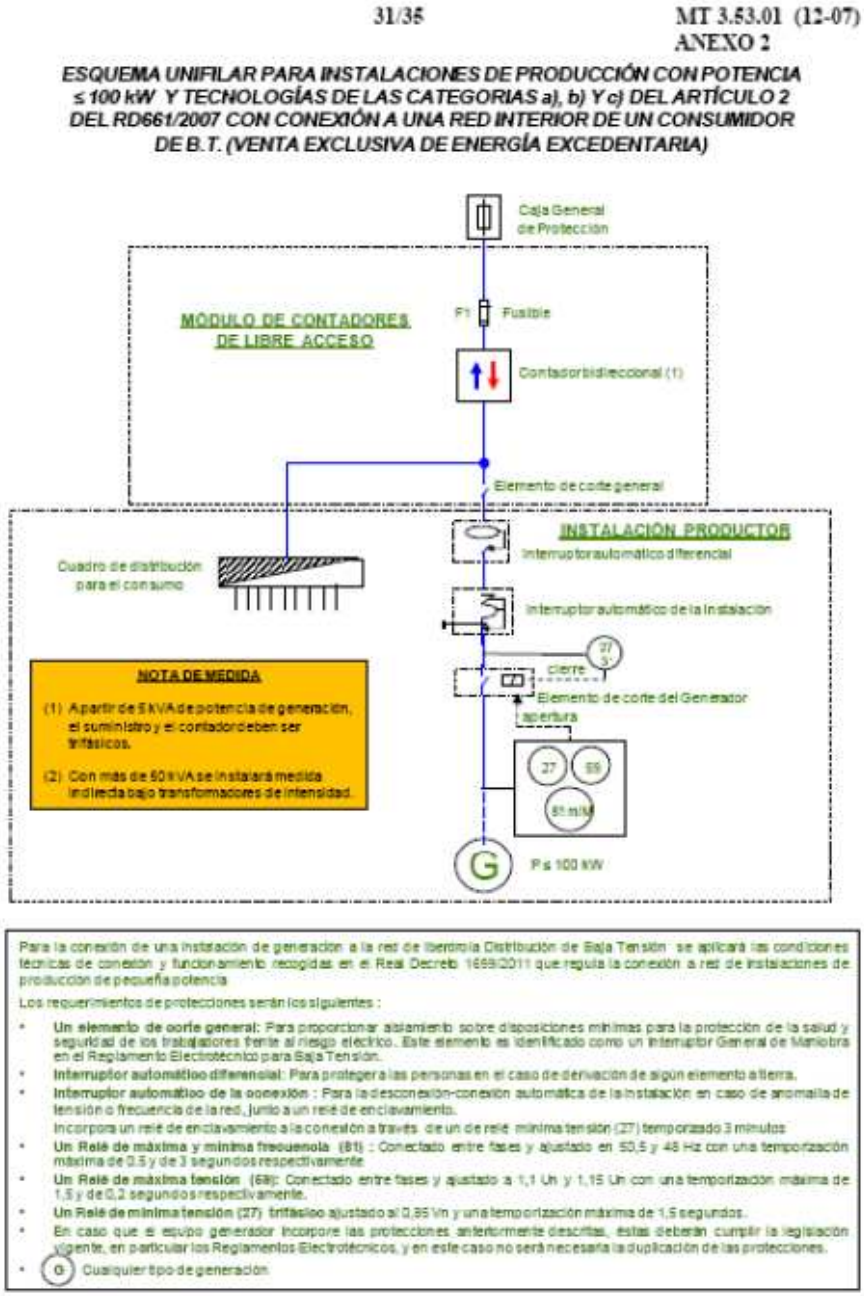


Figura 23: Esquema de conexión a red interior de consumo con potencia <100 kW.
Fuente: IBERDROLA https://www.iberdrola.es/webibd/gc/prod/es/doc/MT_2_90_01.pdf

Una vez expuestas las principales diferencias entre las dos posibles modalidades de conexión a través de una red interior vamos a realizar un resumen comparativo entre ambas para determinar la que será más beneficiosa para nuestra instalación.

	Conectadas directamente a red de distribución.	**Conectadas a través de red interior de consumo (Autoconsumo).**
Energía vertida a la red	Se pagará a precio de Pool.	Se pagará a precio de Pool
Energía autoconsumida	No aplica	Se pagará al precio de la tarifa contratada.
Contador de energía	Precisa de contador independiente de generación	Si no se vierte energía a la red no precisa de un contador adicional

Tabla 7: Tabla comparativa entre las diferentes modalidades de conexión a red
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.

Para poder decidir sobre una de las dos modalidades expuestas en la tabla anterior, antes hay que determinar las dos posibles tarifas de cobro que se pueden percibir por la energía generada.

El POOL es la denominación que los actores del sector energético dan al mercado mayorista de la electricidad. En este mercado, regido por el operador Omel, la electricidad se compra y se vende diariamente. Los agentes que participan en el pool son las empresas habilitadas: productores, distribuidores y comercializadores de electricidad, así como los consumidores cualificados de energía eléctrica.

En este mercado, el operador de la red REE hace una estimación de la demanda eléctrica que va a haber en el conjunto de España (horizonte diario) del día siguiente. A partir de ese momento, los productores comienzan a presentar sus ofertas de electricidad a un determinado precio, evaluado en €/MWh y por cada unidad de producción o central generadora. Inmediatamente, y a través de un sistema de pujas, se van adjudicando los paquetes de electricidad hasta cubrir la demanda total del día, siguiendo un rango de precio ascendente, es decir, de la oferta más barata a la más cara. Así, la energía vendida es igual a la energía comprada.

El precio final de la electricidad, que es el que se paga a todos los productores por igual, viene determinado por la última oferta en ser aceptada. Este valor será el que se facture al día siguiente de la sesión de mercado.

A modo de ejemplo se presenta la gráfica del precio horario del mercado diario del día de hoy (23/02/2013) que se puede consultar para cualquier día y hora del año en la página de internet (http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf).

Figura 24: Precio horario de la electricidad del mercado diario para el día 23/02/2013.
Fuente: http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf.

Como se puede observar en la gráfica anterior, el precio del MWh en el mercado pool para el día 23/02/2013 varia a cada hora y el precio medio del día es de 26,29 €/MWh.

Del mismo modo se expone la gráfica interanual del precio final de la electricidad en los últimos años.

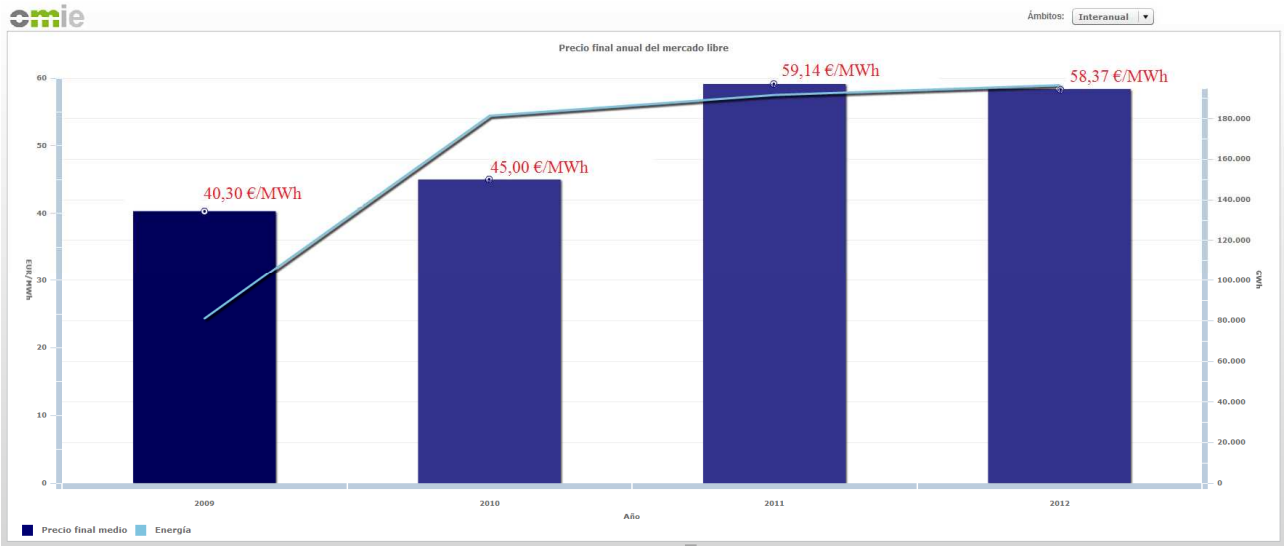


Figura 25: Precio final anual de la energía eléctrica en el mercado libre de los últimos años.
Fuente: http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf.

En la figura anterior apreciamos que el precio medio anual para los últimos 4 años no ha excedido de 59,14 €/MWh correspondientes al año 2011.

Por otro lado, se calcula la media de tarificación actual facturada por la compañía suministradora de electricidad a la empresa adjudicataria del presente proyecto (MICRA S.A) por el consumo de energía eléctrica, siendo ésta media de **112,22 €/MWh**. Para ello, se ha tenido en cuenta los precios de los diferentes tramos horarios y el peso en horas que cada tramo horario tiene sobre el total de horas equivalentes de referencia (**Tabla** 5) que para una instalación fija que se encuentra en la zona climática IV, según RD 14/2010, es de 1.632 horas.

Como puede deducirse de lo anteriormente explicado, resulta mucho más ventajoso autoconsumir la energía generada que verterla a la red de distribución ya que de ésta forma se cobraría en torno a un 90% más por la energía generada.

Tras examinar la tabla anterior y sabiendo que resulta mucho más beneficioso autoconsumir la energía generada, se puede observar a simple vista que el tipo de conexión a red que más ventajas ofrece es la modalidad de autoconsumo, ya que la energía que vamos a generar mediante la tecnología fotovoltaica apenas cubre el 7% de las necesidades energéticas de la empresa, lo que quiere decir que toda la energía producida podrá ser autoconsumida y, además, tampoco precisaría de un contador adicional de generación al no verter energía a la red de distribución.

Además de esto, hay que tener en cuenta que, actualmente, el gobierno está analizando la posibilidad de que los excedentes volcados generen un derecho que permita compensarse con la electricidad suministrada por la compañía distribuidora, es decir, compensar el excedente con el déficit, lo que quiere decir que se cobraría el mismo precio por la energía vertida a la red de distribución que por la energía consumida. Éste sistema es el denominado "**balance neto"**.

En definitiva, se ha llagado a la conclusión de que la tipología de la instalación solar fotovoltaica proyectada será de conexión a red interior de consumo en la modalidad denominada de AUTOCONSUMO.

Tras la decisión tomada se hace imprescindible explicar en profundidad en qué consiste dicha modalidad.

1.7.1.1 Autoconsumo de energía eléctrica en la normativa vigente

[19] A continuación se va a exponer un resumen de una nota informativa publicada por el IDAE en febrero de 2012 en la que se realiza una recopilación y análisis de referencias en la normativa vigente relacionada con el uso para autoconsumo (ya sea total o parcial) de la energía eléctrica producida en Régimen Especial, especialmente a partir de instalaciones solares fotovoltaicas.

El objeto de esta nota informativa es realizar una recopilación de referencias en la normativa vigente sobre consumo propio o autoconsumo de energía eléctrica producida por instalaciones interconectadas con la red de distribución (que trabajan en paralelo con ella) y conectadas en redes interiores (“aguas abajo” del contador de suministro).

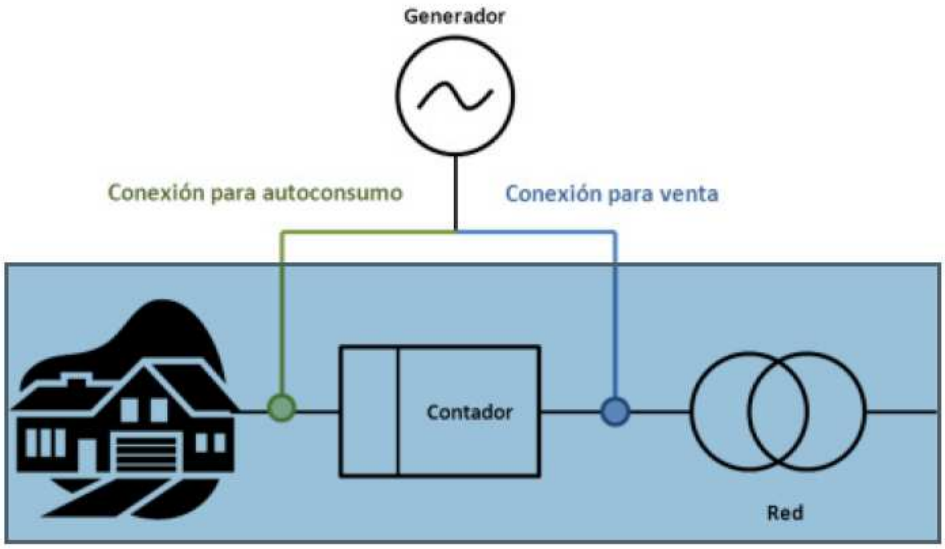


Figura 26: Esquema simplificado de conexión del generador fotovoltaico en función de la modalidad de conexión.
Fuente: IDAE

El autoconsumo es la posibilidad de consumir instantáneamente la energía eléctrica generada, produciendo un ahorro en la adquisición de dicha energía a la compañía suministradora. En aquellos momentos en los que la producción de la instalación supera al consumo, se generarían unos excedentes de energía eléctrica que podrían verterse o no a la red.

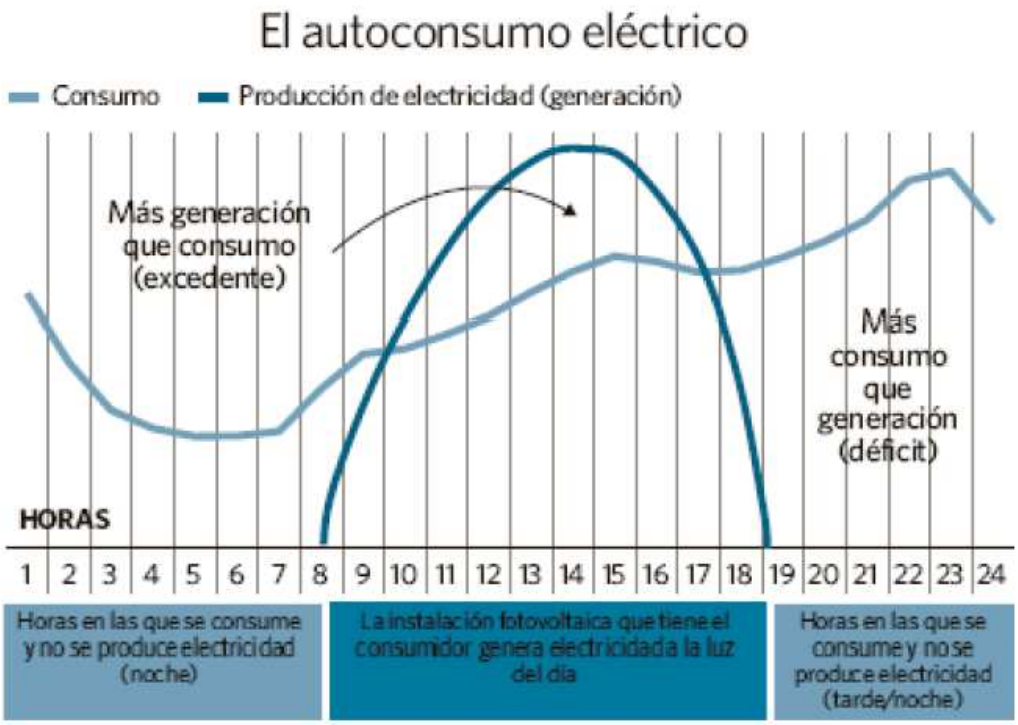


Figura 27: Ejemplo de perfil de consumidor que genera su propia electricidad fotovoltaica.
Fuente: EREN

Se considerará el autoconsumo total (la energía producida se consume íntegramente en la red interior a la que se conecta la instalación) y el autoconsumo parcial (parte de la energía generada no se consume en la red interior y se vuelca a la red de distribución).

1.7.1.1.1 Referencias sobre autoconsumo en la normativa actual.

Revisando la legislación vigente, se encuentran numerosas referencias a la producción de energía eléctrica a partir de tecnologías renovables destinada total o parcialmente al autoconsumo o consumo propio.

A continuación, se citan algunas de esas referencias así como la interpretación que se hace de las mismas.

En la Ley 54/1997 del Sector eléctrico, el artículo 9 establece que:

> Los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, ya sea para su consumo propio o para terceros, así como la de construir, operar y mantener las centrales de producción. ”

Por lo tanto, ya desde la Ley 54/1997 se establece la posibilidad de que un productor destine su producción no a su venta a red (para terceros) sino a su consumo propio, ya sea autoconsumo total (consumo del 100% de la energía generada) o parcial.

En la Ley 38/1992 de impuestos especiales el artículo 64 quinto sobre exenciones establece que estarán exentas las siguientes operaciones:

> “…/…
> 1. La fabricación de energía eléctrica en instalaciones acogidas al régimen especial que se destine al consumo de los titulares de dichas instalaciones.
> 2. La fabricación, importación o adquisición intracomunitaria de energía eléctrica que sea objeto de autoconsumo en las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica…”

También se reconoce la posibilidad de consumo propio de energía eléctrica en esta Ley, estableciendo que la energía eléctrica destinada al autoconsumo de los titulares de las instalaciones no está sujeta al régimen de impuestos especiales, así como el autoconsumo en instalaciones de producción, transporte o distribución.

El Real Decreto 1955/2000, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, establece en su artículo 60:

> “Artículo 60. Derecho de acceso a la red de distribución.
> 1. Tendrán derecho de acceso a la red de distribución los productores, los autoproductores, los distribuidores, los comercializadores, los agentes externos y los consumidores cualificados.
> (…)
> 2. Este derecho sólo podrá ser restringido por la falta de capacidad necesaria, cuya justificación se deberá exclusivamente a criterios de seguridad, regularidad o calidad de los suministros.
> (…)

> 4. El acceso a la red de distribución tendrá carácter de regulado y estará sometido a las condiciones técnicas, económicas y administrativas que fije la Administración competente."

Por tanto, el acceso a la red de distribución es un derecho para productores, según quedan definidos en la Ley 54/1997, que pueden producir tanto para autoconsumo total como parcial.

Este derecho de acceso solo se puede restringir por la falta de capacidad, y el acceso tendrá carácter reglado (por tanto no es discrecional a juicio de la empresa distribuidora).

El RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establece en su Capítulo III:

> "Artículo 16. Contratos con las empresas de red.
> 1. El titular de la instalación de producción acogida al régimen especial y la empresa distribuidora suscribirán un contrato tipo, según modelo establecido por la Dirección General de Política Energética y Minas, por el que se regirán las relaciones técnicas entre ambos.
> En dicho contrato se reflejarán, como mínimo, los siguientes extremos:
> a) Puntos de conexión y medida, indicando al menos las características de los equipos de control, conexión, seguridad y medida.
> b) Características cualitativas y cuantitativas de la energía cedida y, en su caso, de la consumida, especificando potencia y previsiones de producción, consumo, generación neta, venta y, en su caso, compra.
> c) Causas de rescisión o modificación del contrato.
> d) Condiciones de explotación de la interconexión, así como las circunstancias en las que se considere la imposibilidad técnica de absorción de los excedentes de energía.
> La empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir este contrato, incluso aunque no se produzca generación neta en la instalación."

Es decir, el RD 661/2007 ya reconoce la posibilidad de que una instalación generadora en régimen especial no llegara a verter energía neta a la red de distribución, como ocurre en el caso de una instalación cuya producción se destinase a autoconsumo total.

En este caso, y en virtud de este artículo, también sería necesaria la firma del contrato técnico de acceso con la compañía distribuidora.

Igualmente ocurriría en el caso de una instalación de autoconsumo parcial, puesto que en ese caso parte de la producción sí se vuelca a la red y lógicamente las condiciones técnicas del vertido deberán ser acordadas.

Así mismo, el RD 661/2007 establece en los artículos 17 y 24 la posibilidad de venta parcial de la producción:

> "Artículo 17. Derechos de los productores en régimen especial.
> (…)
> b) Percibir por la venta, total o parcial, de su energía eléctrica generada neta en cualquiera de las opciones que aparecen en el artículo 24.1, la retribución prevista en el régimen económico de este Real decreto."
> "Artículo 24. Mecanismos de retribución de la energía eléctrica producida en régimen especial.

> 1. Para vender, total o parcialmente, su producción neta de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este Real decreto deberán elegir una de las opciones siguientes:"

Por lo tanto, el mismo RD 661/2007 reconoce que parte de la producción de la instalación podría no ser vendida a red sino autoconsumida. Es decir, este RD ya reconoce la posibilidad de que las instalaciones produzcan energía destinada a un autoconsumo total o a un autoconsumo parcial.

En cuanto a la condición de instalaciones productoras en Régimen especial, el RD 661/2007 establece:

> "Artículo 9. Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial.
> 1. Para el adecuado seguimiento del régimen especial y específicamente para la gestión y el control de la percepción de las tarifas reguladas, las primas y complementos, tanto en lo relativo a la categoría, grupo y subgrupo, a la potencia instalada y, en su caso, a la fecha de puesta en servicio como a la evolución de la energía eléctrica producida, la energía cedida a la red, la energía primaria utilizada, el calor útil producido y el ahorro de energía primaria conseguido, las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial deberán ser inscritas obligatoriamente en la sección segunda del Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a que se refiere el artículo 21.4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dicha sección segunda del Registro administrativo citado será denominada, en lo sucesivo Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial."

En el caso de las instalaciones destinadas a autoconsumo parcial, la inscripción en el Registro administrativo de producción en régimen especial (RIPRE) como instalación productora en régimen especial sería necesaria, puesto que explícitamente se cita que unos de los objetivos del Registro es el control de la energía cedida a la red.

Las instalaciones de autoconsumo total estarían en el mismo caso que las instalaciones aisladas, las cuales en la práctica no se inscriben en el RIPRE, si bien debería analizarse más detenidamente si tendrían obligación de inscribirse o no, tanto unas como otras, puesto que una de las funciones del RIPRE es el control de potencia instalada y energía producida en régimen especial.

En la ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), aprobado por el RD 842/2002, se definen en su artículo 2 tres tipos de instalaciones

> "2. CLASIFICACION
> Las Instalaciones Generadoras se clasifican, atendiendo a su funcionamiento respecto a la Red de Distribución Pública, en:
> a) Instalaciones generadoras aisladas: aquellas en las que no puede existir conexión eléctrica alguna con la Red de Distribución Pública.
> b) Instalaciones generadoras asistidas: Aquellas en las que existe una conexión con la Red de Distribución Pública, pero sin que los generadores puedan estar trabajando en paralelo con ella. La fuente preferente de suministro podrá ser tanto los grupos generadores como la Red de Distribución Pública, quedando la otra fuente como socorro o apoyo. Para impedir la conexión simultánea de ambas, se deben instalar los correspondientes sistemas de conmutación. Será posible no obstante, la realización de maniobras de transferencia de carga sin corte, siempre que se cumplan los requisitos técnicos descritos en el apartado 4.2

> c) Instalaciones generadoras interconectadas: Aquellas que están, normalmente, trabajando en paralelo con la Red de Distribución Pública."

Las instalaciones destinadas a autoconsumo total o parcial, sobre las que se están recopilando referencias en la presente nota, son instalaciones generadoras interconectadas, ya que trabajan en paralelo con la red de distribución, si bien su conexión se realiza en la red interior. La conexión en red interior, "aguas abajo" del contador de suministro, es necesaria para que exista un autoconsumo, total o parcial, de la energía producida, como ya se ha citado anteriormente.

Así mismo, en el apartado 4.3.3 sobre equipos de maniobra y medida se establece:

> "4.3.3 Equipos de maniobra y medida a disponer en el punto de interconexión.
> En el origen de la instalación interior y en un punto único y accesible de forma permanente a la empresa distribuidora de energía eléctrica, se instalará un interruptor automático sobre el que actuarán un conjunto de protecciones. Éstas deben garantizar que las faltas internas de la instalación no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas y en caso de defecto de éstas, debe desconectar el interruptor de la interconexión que no podrá reponerse hasta que exista tensión estable en la Red de Distribución Pública."

Es decir, por un lado la instalación generadora interconectada deberá disponer de un interruptor de desconexión accesible en todo momento a la empresa distribuidora, sobre el cuál actuarán un conjunto de protecciones de manera que se garantice que la instalación no perturba la red.

La empresa distribuidora comprobará que se cumplan estas condiciones de seguridad las cuales no se ven afectadas por el hecho de que la energía sea destinada a autoconsumo total o parcial.

El mismo apartado 4.3.3 continua con:

> "4.3.3 Equipos de maniobra y medida a disponer en el punto de interconexión.
> (…)
> Cuando se prevea la entrega de energía de la instalación generadora a la Red de Distribución Pública, se dispondrá, al final de la instalación de enlace, un equipo de medida que registre la energía suministrada por el Autogenerador. Este equipo de medida podrá tener elementos comunes con el equipo que registre la energía aportada por la Red de Distribución Pública, siempre que los registros de la energía en ambos sentidos se contabilicen de forma independiente."

Como se deduce del párrafo anterior, el REBT ya contempla la posibilidad de que una instalación generadora no vierta energía a la red ya que el contador de energía sólo sería necesario si se prevén vertidos de energía a la red de distribución. **Una instalación de autoconsumo total** (el 100% de la energía producida se consume en la red interior), **estaría exenta de disponer de contador**.

Las instalaciones de autoconsumo parcial si precisarían de contador puesto que parte de la energía se vierte a la red.

Además, en cualquier caso, se establece que este equipo de medida podrá tener elementos comunes con el equipo que registre la energía aportada por la Red.

Por último, el RD 314/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación (CTE), establece en la sección HE5 del Documento Básico de Energía (DB HE) sobre contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica, lo siguiente:

> "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."

Por lo tanto, el CTE contempla la posibilidad de conectar las instalaciones solares fotovoltaicas ubicadas en edificios, en un punto de conexión que no pertenezca a la compañía distribuidora, lo que ocurriría en las instalaciones destinadas a autoconsumo total o parcial de la energía.

En este caso, sólo serían de aplicación las condiciones técnicas que procedan del RD 1663/2000, recientemente derogado por el RD 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. Esta referencia al RD 1663/2000 debe entenderse ahora realizada respecto al RD 1699/2011.

1.7.1.1.2 Referencias en la normativa de conexión a red

Recientemente se ha aprobado el citado RD 1699/2011, que resulta de aplicación para aquellas instalaciones en régimen especial u ordinario de potencia no superior a 100 kW, mientras que las instalaciones generadoras conectadas a red de potencia superior a 100 kW siguen reguladas por el ya existente RD 1955/2000.

Este Real Decreto, incorpora ya referencias explícitas a las instalaciones destinadas a autoconsumo (total o parcial) de la energía producida, llegando a establecer la obligación de regular en el plazo de cuatro meses las condiciones de producción de este tipo de instalaciones:

> "Disposición adicional segunda. Elaboración de una regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, en el plazo de cuatro meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, elevará al Gobierno una propuesta de Real decreto cuyo objeto sea la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del consumo de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo."

El RD 1699/2011 contempla que la conexión de las instalaciones menores de 100 kW se realice tanto en líneas de baja tensión de una empresa distribuidora como en la red interior del usuario.

En particular, el artículo 13 establece:

> "Artículo 13. Condiciones específicas para la conexión en redes interiores.

> La conexión se realizará, en el punto de la red interior de su titularidad más cercano a la caja general de protección, de tal forma que permita aislar simultáneamente ambas instalaciones del sistema eléctrico.
> (…)
> Las instalaciones de producción conectadas a una red interior no podrán ser de potencia superior a 100 kW y, en todo caso, no podrán superar la capacidad disponible en el punto de conexión a la red de distribución ni la potencia adscrita al suministro."

El RD 1699/2011, determina asimismo el procedimiento de acceso y conexión de las instalaciones, las condiciones técnicas a cumplir y los procedimientos de medida y facturación que son idénticos tanto para el caso de que la instalación se conecte a red para la venta de toda la energía generada como para el caso de que se autoconsuma parte o totalmente esta energía.

A este respecto, la disposición final primera del RD 1699/2011 incorpora modificaciones en el RD 1955/2000, sobre los avales necesarios para tramitar la solicitud de acceso a la red de distribución de nuevas instalaciones de producción en régimen especial quedando exentas de su presentación las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 kW.

> "Artículo 66 bis:
> Para las nuevas instalaciones de producción en régimen especial, el solicitante, antes de realizar la solicitud de acceso a la red de distribución deberá haber presentado un aval por una cuantía equivalente a 20 €/kW para las instalaciones a las que les sea aplicable la normativa específica reguladora de la conexión a red de las instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, de 500 €/kW instalado para las instalaciones fotovoltaicas no incluidas en el ámbito de aplicación de la citada normativa o 20 €/kW para el resto de instalaciones. (…)
> Quedarán exentas de la presentación de este aval las instalaciones de potencia igual o inferior a 10 kW."

Actualmente se firma con la empresa distribuidora un contrato técnico de acceso, realizándose la venta de energía a través del comercializador. Este contrato sigue siendo necesario en el caso de instalaciones destinadas a autoconsumo, según el modelo publicado en el RD 1699/2011.

> "Artículo 7. Suscripción del contrato técnico de acceso.
> (…)
> El titular de la instalación y la empresa distribuidora suscribirán el contrato por el que se regirán las relaciones técnicas entre ambos según el modelo de contrato tipo recogido en el anexo III de este Real decreto."

El RD 1699/2011 regula todas las condiciones técnicas a cumplir por las instalaciones sin distinguir si éstas dedican la energía producida a venta o a autoconsumo.

En el caso de los equipos de facturación y medida, si se establecen ciertas matizaciones para el caso de instalaciones en autoconsumo:

> "Artículo 18. Medida y facturación.
> (…)
> 3. Con carácter general, para las instalaciones conectadas a una red interior, los circuitos de generación y consumo habrán de ser independientes y estarán dotados cada uno de su correspondiente equipo de medida, instalados ambos en paralelo y en la misma ubicación.

> En los casos en los que la instalación de producción vaya a vender exclusivamente la energía excedentaria, se permitirá la opción de instalar un único equipo de medida con registros de generación y consumo independientes. En este caso, se requerirá la suscripción de dos contratos de acceso, uno para generación y otro para consumo."

Por otro lado, el RD1699/2011, en su artículo 9, establece un procedimiento de conexión abreviado para instalaciones de potencia no superior a 10 kW ubicadas en un punto en el que exista un suministro de potencia contratada, que simplifica la relación empresa distribuidora – titular. Esta simplificación es aplicable tanto a instalaciones conectadas a red para venta de energía como para instalaciones destinadas a autoconsumo, siempre que cumplan las condiciones de potencia del artículo 9.

Finalmente, el RD 1699/2011 establece en su Disposición adicional primera:

> "Quedan excluidas del régimen de autorización administrativa previa las instalaciones de producción de energía eléctrica con potencia nominal no superior a 100 kW, conectadas directamente a una red."

Es la comunidad autónoma quien decide si dicha autorización es necesaria para instalaciones de tensión inferior a 1 kV, ya que se trata de legislación básica. Actualmente muchas CC.AA. han eliminado la necesidad de obtener autorización administrativa para instalaciones de tensión inferior a 1 kV.

Esta exención ya se encontraba recogida en el artículo 111 del RD 1955/2000 para las instalaciones conectadas a red de tensión no superior a 1 kV:

> "6. Quedan excluidas del régimen de autorización las instalaciones de tensión inferior a 1 kV."

1.7.1.1.3 Procedimiento de legalización de instalaciones para autoconsumo

Una vez analizado el marco legislativo que sería de aplicación a las instalaciones destinadas a autoconsumo, a continuación se presenta cual sería el procedimiento de legalización que, en líneas generales, tendría que seguir un titular de una instalación de generación destinada a autoconsumo total o parcial.

Este resumen no pretende ser un análisis exhaustivo de los procedimientos administrativos, sino un resumen de los más habituales y se realiza sin perjuicio de aquellos que la normativa autonómica pudiera determinar.

- 1. **Licencia de obras y autorizaciones municipales.**
  Independientemente de si la instalación vende o no la energía que produce, la ejecución de la instalación precisa obtener la autorización municipal y el correspondiente pago del ICIO[5].
- **2. Solicitud del punto de conexión a la compañía distribuidora**.

[5] ICIO: Impuesto sobre construcciones, instalaciones y obras.

Esta solicitud se realiza para acordar las condiciones técnicas de la conexión de la instalación de generación, especialmente en lo relativo a la seguridad de operación de la red. El RD 1699/2011 marca el procedimiento a seguir para las instalaciones de potencia no superior de 100 kW tanto en conexiones directas a la red de distribución como en conexiones a través de la red interior. Para las instalaciones de potencia superior a 100kW sería de aplicación el RD 1955/2000.

El acuerdo sobre el punto de conexión será necesario en todos los casos. El hecho de que la conexión se proponga por parte del titular en un punto de su red interior no exime a la compañía distribuidora de acordar con el titular las condiciones de conexión y de firmar el contrato técnico de acceso.

Será necesaria la presentación de un aval salvo para el caso de instalaciones menores o iguales a 10 kW de potencia.

- **3. Autorización Administrativa previa.**

  No es necesaria autorización administrativa previa para instalaciones de potencia no superior a 10 kW. **Para instalaciones de potencia entre 10kW y 100kW, conectadas a red de tensión no superior a 1 kV el RD 1955/2000 exime del procedimiento de autorización administrativa (apartado 6 del artículo 111), si bien es la comunidad autónoma quien decide si dicha autorización es necesaria para instalaciones de tensión inferior a 1 kV, ya que el RD 1955/2000 tiene carácter de legislación básica.**

  Actualmente la mayoría de CC.AA. (y entre ellas Madrid) han eliminado la necesidad de obtener autorización administrativa para instalaciones de tensión inferior a 1 kV.

- **4. Certificado de Instalación en baja tensión o Acta de puesta en servicio**

  El instalador autorizado o el técnico competente, que realiza o dirige la instalación, deberá acreditar igualmente el cumplimiento de toda la normativa relacionada con el REBT y demás normativa técnica de aplicación, tanto si la instalación se destina a autoconsumo total como parcial.

- **5. Revisión de la compañía distribuidora.**

  Esta revisión será la equivalente a la "revisión de acometida y puesta en marcha" que se ha venido realizando hasta ahora en las instalaciones de venta de energía.

  En el caso de una instalación de autoconsumo ya sea total o parcial, será igualmente necesaria y obligada para garantizar que se cumplen las condiciones de regularidad y seguridad del suministro, estando el titular obligado al pago de los derechos correspondientes.

  El RD 1699/2011 establece el procedimiento a seguir para solicitar la revisión de la acometida.

- **6. Alta en Régimen especial (REPE) e Inscripción en el Registro (RAIPRE).**

  Este punto es obligado para las instalaciones de autoconsumo parcial de la producción, puesto que se vuelca parte de la energía que es susceptible de ser remunerada.

  En las instalaciones de autoconsumo total, podría no ser necesario dar este paso, al igual que se hace en instalaciones aisladas de la red, aunque como se ha comentado anteriormente, sería necesario un análisis más detallado sobre este aspecto.

- **7. Alta en Impuestos especiales**
  Este punto también es obligado para las instalaciones de autoconsumo parcial de la producción, puesto que se vuelca parte de la energía que es susceptible de ser remunerada.
  En las instalaciones de autoconsumo total, no es necesario dar este paso, al estar exentas de impuestos especiales aquellas instalaciones cuya producción se destine al consumo de los titulares de dichas instalaciones.

1.7.1.1.4 Conclusiones

El marco normativo actual permite realizar instalaciones destinadas a producción para autoconsumo total o parcial de la energía, de forma totalmente legal, existiendo numerosas referencias en toda la normativa de aplicación, incluida la Ley 54/1997 del sector eléctrico.

La producción para autoconsumo en el ámbito del régimen especial u ordinario podría cambiar en el futuro, si se regula el autoconsumo mediante procedimientos como el denominado "**balance neto**" de compensación de saldos de energía, el cual permitiría esta actividad de producción para autoconsumo por parte del consumidor fuera del régimen de producción de energía eléctrica.

La conexión en red interior es necesaria para que se produzca el autoconsumo, por tanto toda referencia en la normativa al autoconsumo debe entenderse referida a instalaciones conectadas en red interior.

Para que la energía producida pueda auto-consumirse, la conexión debe realizarse aguas abajo del contador que mide la energía aportada por la red de distribución. La capacidad o no de la red para soportar la conexión se evalúa en función de la previsión de excedentes del autogenerador, y éstos son los mismos si se conecta la instalación aguas abajo o aguas arriba del contador de suministro. **La conexión aguas abajo del contador de suministro no presenta ningún problema de índole técnico, dado que no afecta a los flujos de energía, los cuales dependen de las cargas aguas abajo y aguas arriba del punto de conexión.**

Para instalaciones de potencia no superior a 100 kW la conexión en redes interiores se encuentra regulada junto con la conexión a la red de distribución en el RD 1699/2011.

Puesto que las primas y tarifas reguladas del régimen especial son claramente más ventajosas que la retribución del mercado, y ésta es muy inferior al precio de compra de la electricidad a la compañía distribuidora, el autoconsumo se convierte en el futuro inmediato de la tecnología fotovoltaica a la espera de la definición del sistema de "**balance neto**".

1.8 INTRODUCCIÓN A LA ENERGIA SOLAR.

1.8.1 La energética solar

[1] El Sol es una de las innumerables estrellas que hay en nuestra galaxia, la más cercana y, sin duda, también la más importante para nosotros, ya que sin ella no existiríamos, ni existiría ninguna forma de vida sobre la Tierra. Es una inmensa fuente de energía inagotable que, en el breve lapso de tiempo de un solo segundo, irradia mucha más energía que la consumida por todo el género humano desde sus albores hasta nuestros días.

Se encuentra situado a una distancia media de $1.5x10^{11}$m respecto de la Tierra, esta distancia se llama **unidad astronómica** (UA).

Los **datos** más interesantes acerca del Sol son los siguientes:

- Su diámetro es 1.400.000 km.
- Su Masa es 300.000 veces la masa de la tierra.
- Su temperatura superficial es de 5.600ºK
- Su vida estimada es de 5.000 millones de años.
- La distancia Tierra - Sol es de 150 millones de km.
- La luz solar tarda 8 minutos en llegar a la tierra.
- El Sol genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión que se llevan a cabo en su núcleo.
- La generación de energía proviene de la pérdida de masa del Sol, que se convierte en energía de acuerdo con la famosa ecuación de Einstein, $E=m\cdot c^2$, donde "E" es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa "m"; "c" es la velocidad de la luz.
- Su flujo radiante es de $3,8x10^{26}$W equivalente a una densidad de 62,5MW por cada metro cuadrado de superficie solar. De toda ella solo una pequeña parte, 1,37 kW por metro cuadrado aproximadamente, llega a la superficie de la tierra como consecuencia de la distancia que los separa. La radiación que llega varía de forma aleatoria debido a muy diversos efectos que provoca sobre ella la atmósfera terrestre. Una gran parte es absorbida y dispersa por los propios agentes variables que allí se encuentran, tales como la polución y la nubosidad.

1.8.1.1 La constante solar.

Es la radiación sobre una superficie orientada normalmente a la dirección de los rayos solares y situada fuera de la atmósfera terrestre a la distancia astronómica unidad igual a $1.495x10^{11}$m que es la distancia media Sol-Tierra. No es una verdadera constante pues varía ligeramente, 0.1% a 0.2%, respecto de su valor central, Se aceptará a partir de ahora como **ISC=1370 W/m^2**.

La radiación solar es una manifestación electromagnética de energía que presenta una amplia distribución espectral (gran variedad de componentes elementales de distintas longitudes de onda que van desde 0,2 a 2,6 µm).

1.8.1.2 Distribución espectral

La distribución espectral de la constante solar está tabulada y representada gráficamente. La mayor parte de los fotones emitidos por el Sol tienen una longitud de onda comprendida entre 0.3 μm y 3 μm (1 μm = 10^{-6} m), aunque solamente las que van desde 0.4 y 0.7 μm son susceptibles de ser captadas por el ojo humano, formando lo que se conoce como **luz visible.**

La luz "no visible" emitida por el Sol, esto es, la radiación con longitud de onda menor que 0.4 μm, transporta también una considerable energía, que es preciso tener en cuenta.

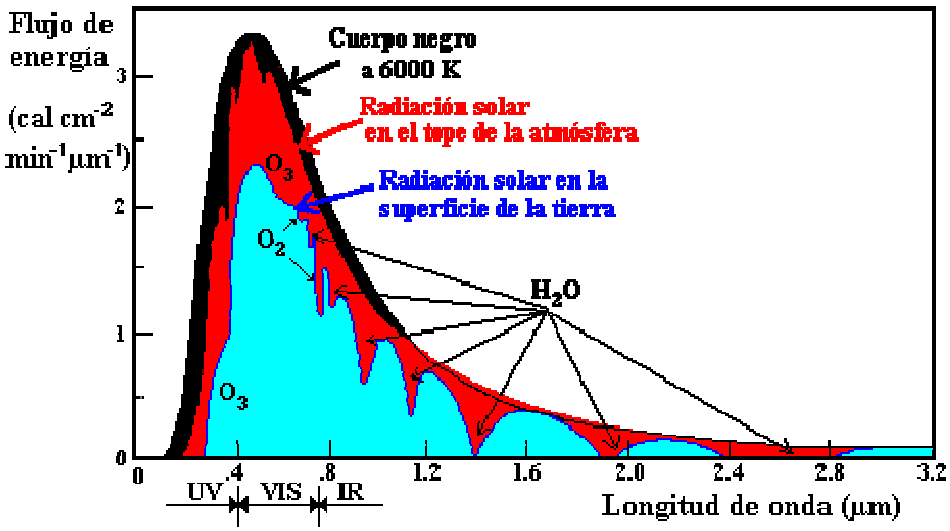


Figura 28: Gráfica de diferentes distribuciones espectrales.
Fuente: WIKIPEDIA

Hay que tener en cuenta que la caracterización de la radiación solar incidente en la tierra no es algo sencillo, debido a tres razones fundamentalmente:

- La aleatoriedad de la radiación solar, que hace imposible determinar dicha radiación de una forma definitiva o exacta.
- El movimiento relativo Sol - Tierra regido por unas ecuaciones muy complejas, que determinan en todo momento la posición relativa del Sol con respecto a cualquier punto de la superficie terrestre.
- La variedad de modelos existentes para caracterizar la radiación, la cual obliga al usuario a elegir en función de las necesidades en cada caso.

1.8.1.3 Naturaleza de la radiación solar.

La **radiación extraterrestre** procedente directamente del Sol, es reflejada al entrar en la atmósfera por la presencia de las nubes, el vapor de agua, etc. y dispersada por las moléculas de agua, el polvo en suspensión, etc.

Por todo esto la radiación solar que llega a la superficie terrestre procede de tres componentes:

- **Radiación directa (B)**: Formada por los rayos procedentes del Sol directamente, es decir, que no llegan a ser dispersados.
- **Radiación difusa (D)**: Aquella procedente de toda la bóveda celeste excepto la que llega del Sol. Originada por los efectos de dispersión mencionados anteriormente.
- **Radiación del albedo (R)**: Procedente del suelo, debida a la reflexión de parte de la radiación incidente sobre montañas, lagos, edificios, etc. Depende muy directamente de la naturaleza de estos elementos. Esta se obtiene del cociente entre la radiación reflejada y la incidente sobre una superficie.

La suma de estas tres componentes da lugar a la ***radiación global***:

$$G = B + D + R$$

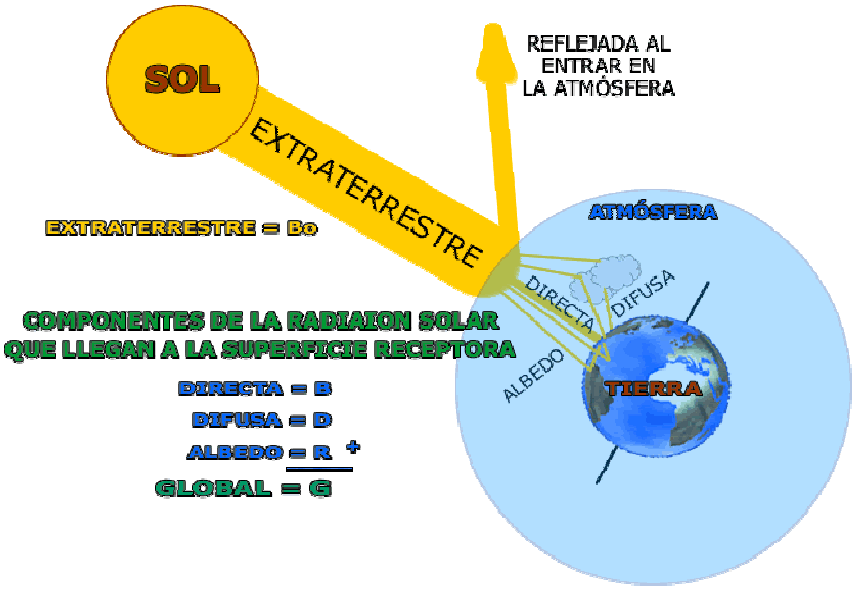


Figura 29: Componentes de la Radiación Solar.
Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/

Irradiación (*E*) es la cantidad de energía radiante que llega a una superficie determinada en un tiempo determinado. Se trata pues de una medida de la energía incidente sobre dicha superficie. No hay que confundir este término con la **intensidad radiante (*I*)**, en algunos textos también denominada **irradiancia,** que es la energía incidente por unidad de tiempo y de superficie, es decir:

$$I = \frac{E}{S \cdot t} \quad \left[\frac{J}{m^2 \cdot s} = \frac{W}{m^2}\right]$$

Ecuación 1: Intensidad radiante o Irradiancia

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

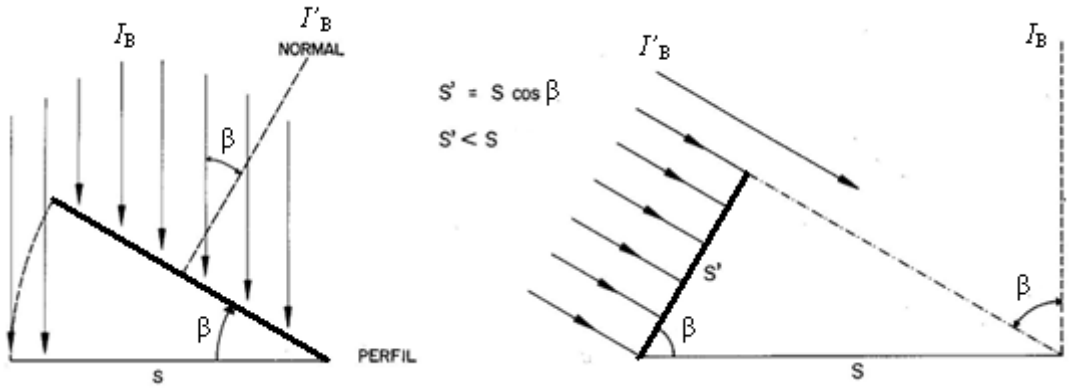


Figura 30: Irradiación sobre superficie inclinada.
Fuente: CENSOLAR

Es evidente que la intensidad sobre la superficie varía en la misma proporción que lo hace la energía *E*, por lo que, si llamamos I'_B a la intensidad directa sobre la superficie inclinada un ángulo β sobre la horizontal, e I_B a la intensidad directa sobre horizontal, se tiene:

$$I'_B = I_B \cdot \cos\beta$$

Ecuación 2: Intensidad de radiación directa sobre superficie inclinada

Donde:

β, es el **ángulo de inclinación con respecto a la horizontal** de la superficie expuesta a la radiación solar.

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

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

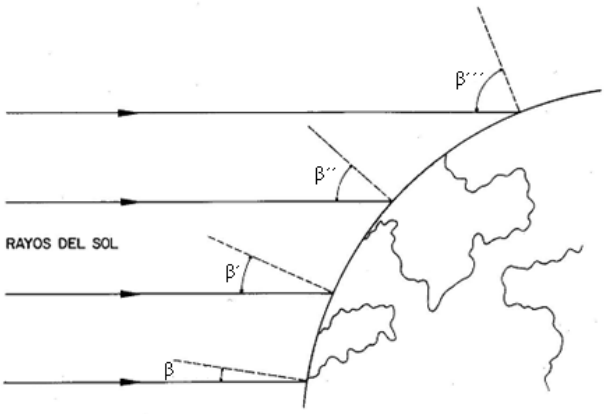


Figura 31: Inclinación de los rayos con la superficie de la Tierra para diferentes latitudes.
Fuente: CENSOLAR

En cuanto a la radiación difusa, la ley que rige el valor de su intensidad sobre una superficie inclinada, (I'_D) en función de su intensidad sobre horizontal, (I_D), es la siguiente:

$$I'_D = I_D \cdot \left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right)$$

Ecuación 3: Intensidad de radiación difusa sobre superficie inclinada

Por último, cabe citar la radiación de albedo**,** que es la reflejada por los cuerpos situados alrededor de la superficie sobre la que nos interesa evaluar la radiación, y hay que añadirla a la directa y la difusa que dicha superficie recibe. El albedo de los cuerpos es tanto mayor cuanto más claro sea el color de los mismos.

La influencia del albedo del entorno sobre la radiación incidente en un panel solar suele ser despreciable, y tan sólo en casos de ubicaciones muy particulares, como por ejemplo cuando existen paredes de color claro alrededor de los paneles, puede suponer una pequeña ganancia adicional de energía.

1.8.2 Conceptos fundamentales de posición solar [6]

1.8.2.1 Movimiento Tierra-Sol.

La Tierra orbita alrededor del Sol con dos movimientos diferentes que lleva a cabo al mismo tiempo:

- **Rotación**, alrededor de un eje que pasa por los polos llamado, eje polar y con una velocidad aproximada de una vuelta por día.
- ***Traslación***, alrededor del Sol describiendo una órbita eclíptica en la que este ocupa uno de los focos. El plano que contiene esta órbita se llama **plano de la eclíptica** y tarda un año en recorrerlo por completo.

El **eje polar o eje de rotación terrestre** sobre el que gira la Tierra, mantiene una dirección aproximadamente constante y forma un ángulo de 23,45º con el plano de la eclíptica, denominado **oblicuidad de la eclíptica**. Debido a esta oblicuidad el ángulo formado por el plano ecuatorial de la Tierra con la eclíptica, es decir, la recta que une los centros de la Tierra y el Sol está cambiando permanentemente entre +23.45º y -23.45º. Este ángulo se conoce como **declinación solar** (**δ**).

En un solo día se considera que la declinación solar solo puede variar como máximo en 0.5º, aunque para facilitar los cálculos se considera constante para cada día del año.

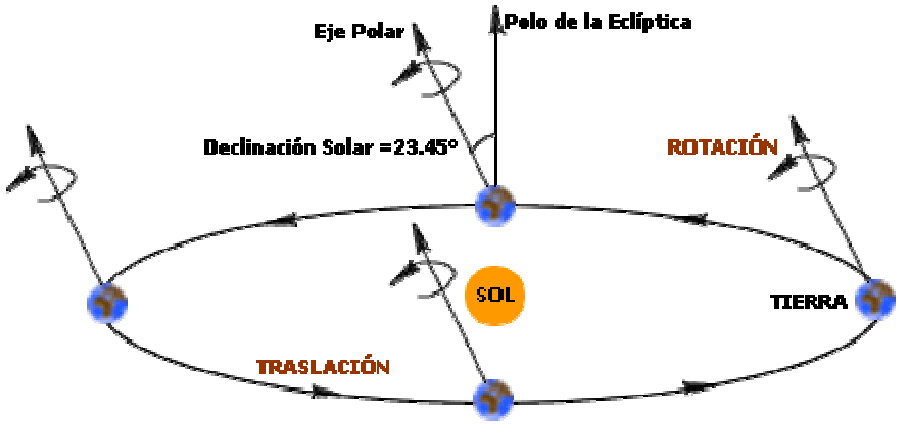


Figura 32: Movimientos de la tierra con respecto al Sol.
Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/

1.8.2.2 La esfera celeste y el valor de la declinación.

Una forma clásica de representación del cielo consiste en imaginar una esfera con la Tierra fija en su centro. Esta esfera se conoce con el nombre de **esfera celeste** y cada uno de sus puntos representa una dirección del cielo vista desde la Tierra. Su intersección con el plano del **ecuador terrestre** define el **ecuador celeste**. Los puntos de intersección con el **eje polar terrestre** se llaman **polos celestes**.

El movimiento de la Tierra alrededor del Sol puede describirse, utilizando esta forma de representación, como un movimiento del Sol alrededor de la Tierra; siendo máximo el circulo cuando forma un ángulo de 23.45º con el Ecuador Celeste y que se denomina Eclíptica.

El Sol recorre este círculo una vez al año y la esfera celeste gira una vez al día alrededor de la Tierra que permanece fija. De esta forma, el Sol describe diariamente y alrededor de la Tierra, un círculo cuyo diámetro cambia de día a día y es **máximo en los equinoccios** y **mínimo en los solsticios**. Los sentidos de giro del Sol sobre la eclíptica y de la esfera celeste alrededor de la Tierra son contrarios.

Existe una expresión que permite calcular el valor de la declinación solar (en grados) para cualquier día del año de una manera precisa que tiene en cuenta el hecho de que la velocidad angular de la Tierra en su camino sobre la eclíptica es variable y se ajusta a la conocida **ley de Kepler**, según la cual, los planetas barren áreas iguales en tiempos

iguales. Sin embargo, para la mayoría de las aplicaciones de la ingeniería, la aproximación de considerar que la Tierra gira alrededor del Sol con velocidad angular constante es muy cómoda y conduce a una exactitud suficiente.

En este caso, obtenemos la siguiente ecuación:

$$\delta[°] = 23.45 \cdot \sin(0.973N - 77.84)$$

Ecuación 4: Declinación solar para cualquier día del año

Donde:

N = día del año, comenzando a contar a partir del 1 de Enero y considerando que febrero tiene 28 días, con lo que el 365 corresponde siempre al 31 de Diciembre.

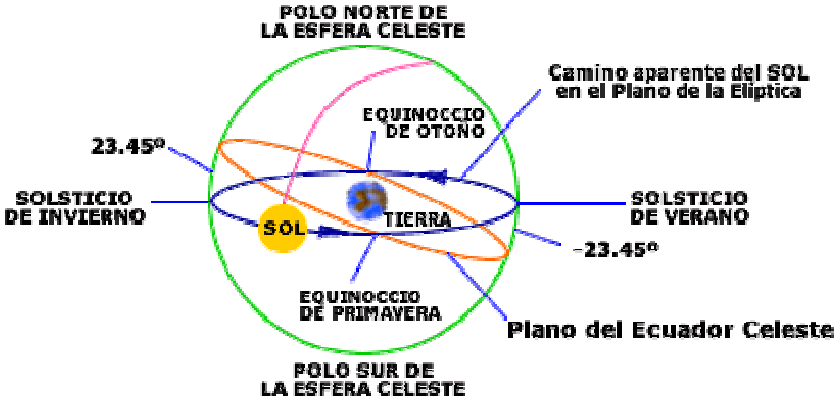


Figura 33: La esfera del movimiento terrestre
Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/

1.8.2.3 Posición del Sol. Coordenadas polares.

A la hora de estudiar la inclinación más adecuada con la que se debe orientar los generadores fotovoltaicos, es necesario precisar la posición del Sol en cada instante para optimizar su rendimiento. El sistema más apropiado para definir cada una de estas posiciones es la de **coordenadas polares**. En este sistema el origen está situado en la posición del receptor. El plano fundamental es el horizontal, tangente a la superficie terrestre. La perpendicular a este plano en dirección a la semiesfera celeste superior define la posición del **zenit del lugar o zenit local**. En la dirección opuesta, a través de la Tierra, se sitúa el **nadir**. Las direcciones principales sobre el plano horizontal son la Norte-Sur, intersección con el plano meridiano del lugar, y la perpendicular a ella Este-Oeste, intersección con el plano denominado primer vertical.

Respecto al sistema anteriormente descrito, la posición del Sol se define mediante los siguientes parámetros:

- **Latitud del lugar (λ)***:* Es la complementaria del ángulo formado por la recta que une el zenit y el nadir con el eje polar. Es positivo hacia el Norte y negativo hacia el Sur.

- **Meridiano del lugar**: Circulo máximo de la esfera terrestre que pasa por el lugar, por el zenit y por el nadir.
- **Distancia cenital (θ_{zs})**: Es el ángulo formado por el radio vector punto-Tierra y la vertical del lugar. Es positivo a partir del zenit.
- **Altura Solar (γ_s)**: Ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal. Ángulo complementario de la distancia cenital.
- ***Angulo acimutal (Ψ_s)***: Ángulo formado por la proyección del Sol sobre el plano del horizonte con la dirección Sur. Positivo 0º a 180º hacia el Oeste y negativo hacia el Este 0º a -180º.
- **Horizonte**: Lugar geométrico de los puntos con altura 0.

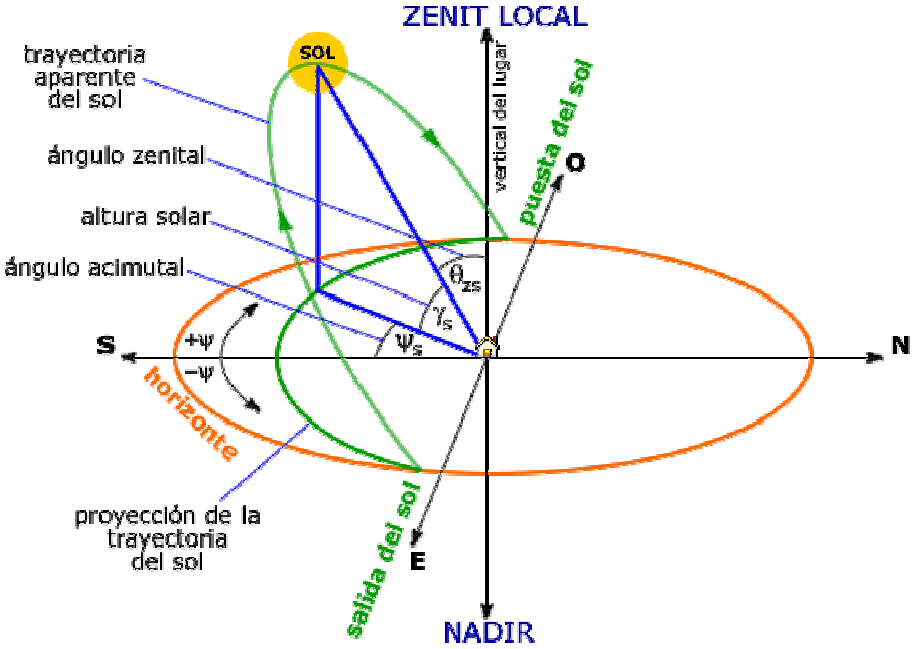


Figura 34: Coordenadas del Sol.
Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/

Para conocer cuál es la posición del Sol en cada momento es necesario y suficiente conocer las coordenadas que la definen, distancia cenital y acimut, con respecto a un punto de una latitud determinada (λ).

1.8.2.4 Posición relativa al Sol.

La posición de una superficie arbitrariamente inclinada se describe mediante dos parámetros:

- **Pendiente o inclinación (β)**: Es el ángulo de elevación sobre el horizonte.
- **Acimut (ψ)**: Es el ángulo formado por las proyecciones sobre el plano horizontal de la normal de la superficie y del meridiano del lugar. Origen hacia el Sur, negativo hacia el Este y positivo hacia el Oeste.

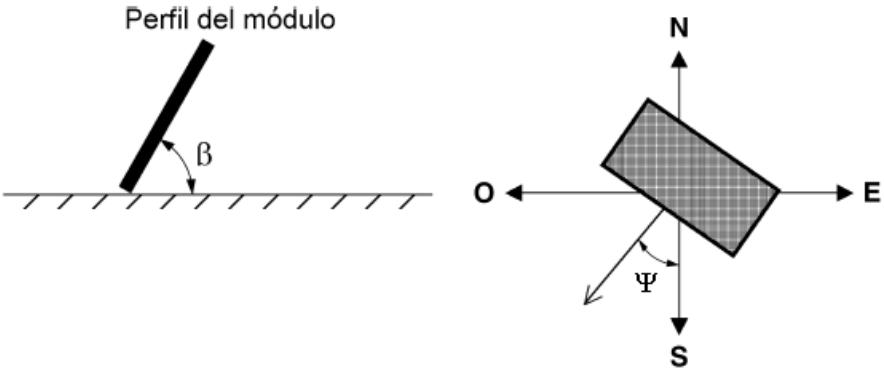


Figura 35: Orientación e inclinación de un panel.
Fuente: CENSOLAR

1.8.2.5 Calentamiento de la tierra y duración del día y la noche.

La oblicuidad de la eclíptica permite explicar, por un lado el distinto calentamiento de la Tierra en función de su posición en la órbita (las estaciones del año: Primavera, Verano, Otoño e Invierno) y la distinta duración del día y de la noche a lo largo del año.

La declinación solar se anula en los **equinoccios de primavera** (20/21 de Marzo) y de **otoño** (22/23 de Septiembre). En estos días el Sol se encuentra en el ecuador, y la duración del día es igual a la de la noche en toda la Tierra, además, las posiciones de salida y de puesta del Sol coinciden con el Este y con el Oeste, respectivamente.

En el **solsticio de verano (21/22 de Junio),** la declinación es de +23.45º y el Sol se encuentra en el **Trópico de Cáncer** lo que en el hemisferio Norte se traduce en el día más largo y la noche más corta.

En el **solsticio de invierno (21/22 de Diciembre)** la declinación es de -23.45º y el Sol se encuentra en el **trópico de capricornio** lo que se traduce en el hemisferio Norte en el día más corto y la noche más larga del año. En el hemisferio Sur ocurriría lo contrario.

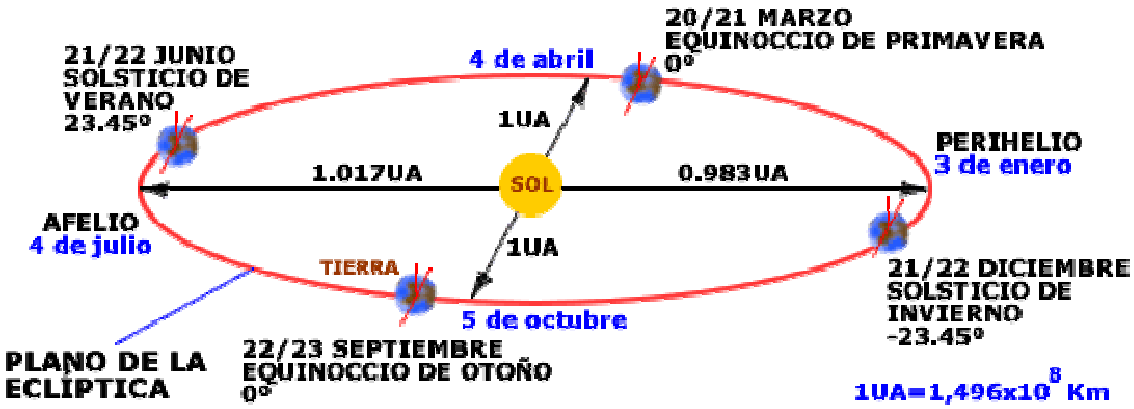


Figura 36: Equinoccios y solsticios.
Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/.

La **duración del día (h_d)**, expresada en horas, vale:

$$h_d = \frac{2}{15} \cdot \cos^{-1}(-\tan\lambda \cdot \tan\delta)$$

Ecuación 5: Duración del día en horas

1.8.2.6 El tiempo solar.

Debido a que la Tierra, en su trayectoria alrededor del Sol, no sigue un perfecto movimiento circular uniforme, el tiempo transcurrido hasta que el Sol pasa dos veces consecutivas por una misma posición angular en la bóveda celeste no es constante e igual a 24 horas, sino que varia a lo largo del año.

Prestemos atención a estas definiciones:

- **Día Solar:** Tiempo que tarda el Sol en pasar dos veces por el meridiano del observador. Variable. (24h aproximadamente).
- **Día Civil:** Tiempo de rotación terrestre. (24h)

Como la hora civil o la que marcan los relojes, debe ser uniforme, lógicamente se produce un desfase variable a lo largo del año entre el tiempo civil y el tiempo solar. Este desfase (máximo 16 minutos) se refleja perfectamente en la denominada **Ecuación del tiempo (ET)**, la cual, mide la diferencia, en minutos, entre el **tiempo solar (LST)** y el **tiempo de los relojes (LCT)**.

$$\mathrm{ET[min]} = \mathrm{LST} - \mathrm{LCT} \Longrightarrow$$

$$\mathrm{ET[min]} = 0.000075 - (0.001868 \cdot \cos\Gamma + 0.32077 \cdot \sin\Gamma) - (0.01465 \cdot \cos 2\Gamma + 0.04089 \cdot \sin 2\Gamma) \cdot 229.18$$

Ecuación 6: Ecuación del tiempo

Donde:

$$\Gamma = 2\pi \cdot \frac{\mathrm{N} - 1}{365}$$

1.8.3 Generación de la energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica consiste en el aprovechamiento y transformación de la energía luminosa que recibimos del Sol en energía eléctrica, mediante células compuestas por materiales semiconductores, que al contacto con la luz, producen pequeñas corrientes eléctricas. A éste fenómeno se le conoce como **efecto fotovoltaico**.

Asociando varias de éstas células en serie y/o paralelo, es como se construyen los módulos fotovoltaicos, cuyas potencias están en función de la cantidad de células con que se dota a cada modelo, así como de su configuración, bien sea en serie y/o en

paralelo aumentamos la tensión o la intensidad del módulo en cuestión, dependiendo de estos dos factores la potencia resultante para cada modelo.

1.8.3.1 El efecto fotovoltaico.

Las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica están basadas en el aprovechamiento del *efecto fotovoltaico* De forma muy resumida y desde el punto de vista eléctrico, el "**efecto fotovoltaico**" se produce al incidir la radiación solar (fotones) sobre los materiales semiconductores extrínsecos. La energía que reciben estos, provenientes de los fotones, provoca un movimiento caótico de electrones en el interior del material.

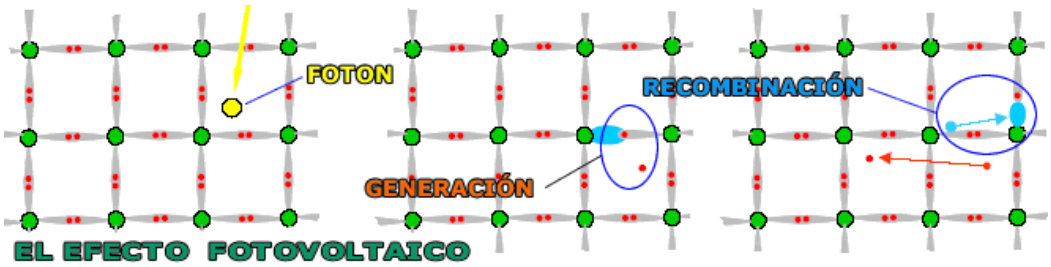


Figura 37: El efecto fotovoltaico
Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/.

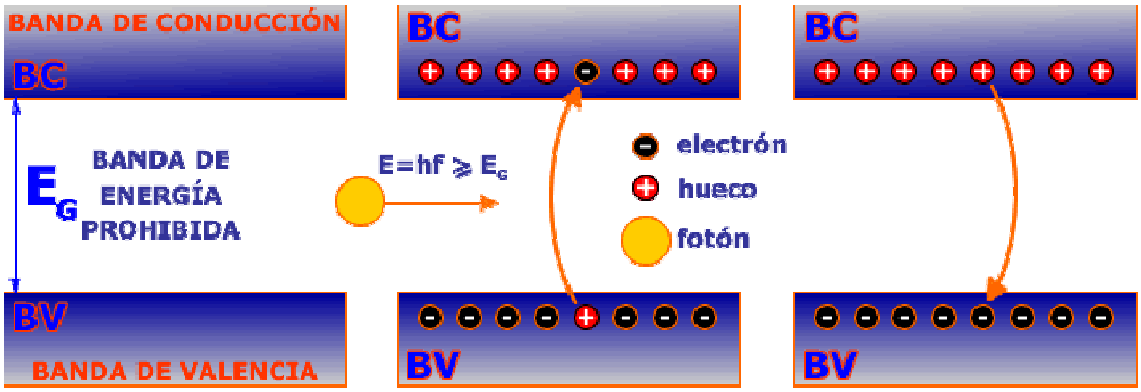


Figura 38: El fotón en el efecto fotovoltaico.
Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/.

Al unir dos regiones de un semiconductor al que artificialmente se había dotado de concentraciones diferentes de electrones, mediante los elementos dopantes, se provoca un campo electrostático constante que reconduce el movimiento de electrones.

De esta forma, cuando sobre la célula solar incide la radiación, aparece en ella una tensión análoga a la que se produce entre las bornas de una pila. Mediante la colocación de contactos metálicos en cada una de las caras puede "extraerse" la energía eléctrica, que se utilizará para alimentar una carga.

Por otro lado y dando una explicación desde un punto de vista cuántico, su funcionamiento se basa en la capacidad de transmitir la energía de los fotones de la radiación solar a los electrones de valencia de los materiales semiconductores, de manera que estos electrones rompen su enlace que anteriormente los tenía ligado a un átomo. Por cada enlace que se rompe queda un electrón y un hueco (falta de electrón en un enlace roto) para circular dentro del semiconductor. El movimiento de los electrones y huecos en sentidos opuestos (conseguido por la existencia de un campo eléctrico) genera una corriente eléctrica en el semiconductor la cual puede circular por un circuito externo y liberar la energía cedida por los fotones para crear los pares electrón-hueco. El campo eléctrico necesario al que hacíamos referencia anteriormente, se consigue con la unión de dos semiconductores de diferente dopado, un semiconductor tipo P (exceso de huecos) y otro tipo N (exceso de electrones), que al unirlos crea el campo eléctrico E.

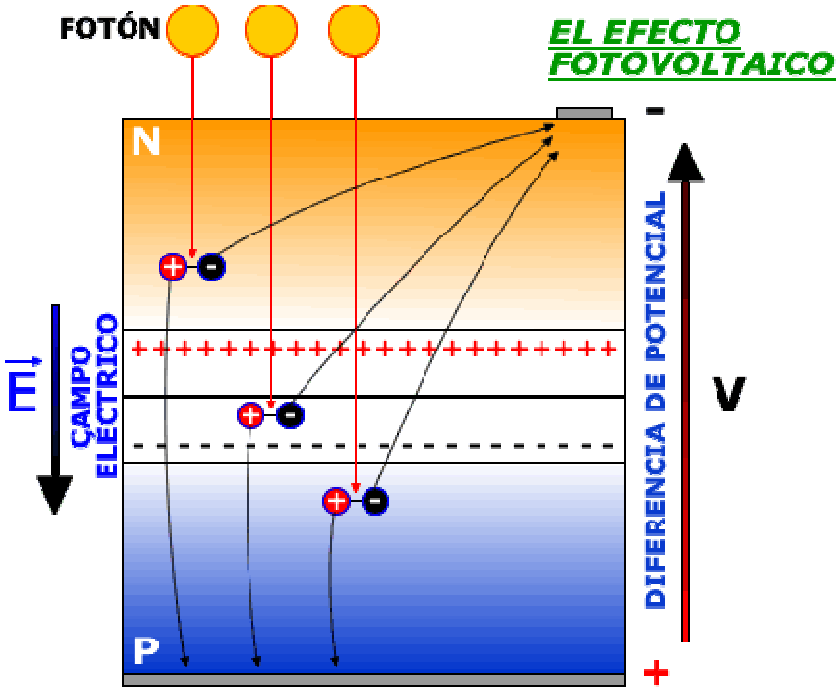


Figura 39: Campo eléctrico creado por la unión de dos semiconductores P-N.
Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/.

1.8.3.2 La célula solar.

Una **célula solar** es un dispositivo capaz de convertir la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica. La gran mayoría de las células solares que actualmente están disponibles comercialmente son de silicio mono o policristalino. El primer tipo se encuentra más generalizado y aunque su proceso de elaboración es más complicado, suele presentar mejores resultados en cuanto a su eficiencia.

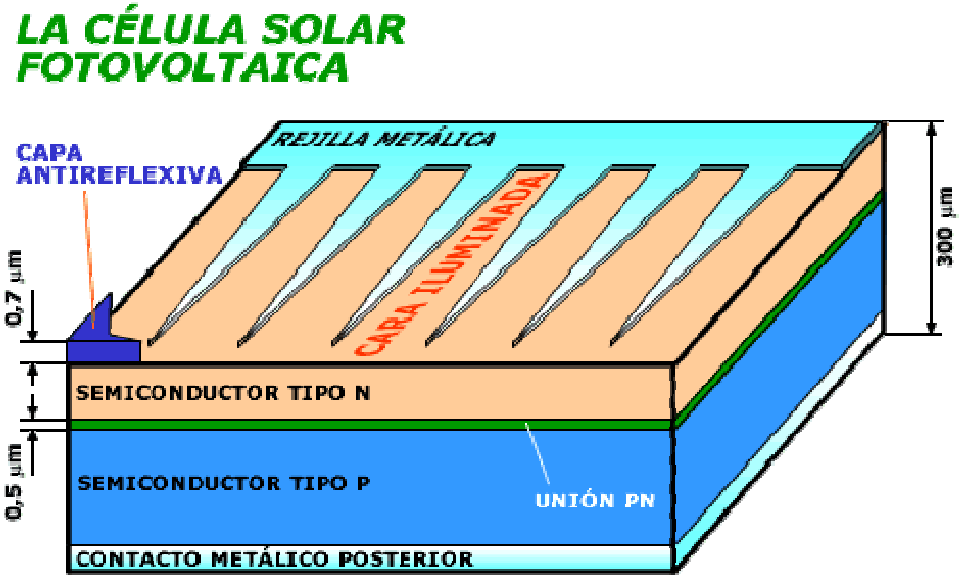


Figura 40: Estructura de la célula solar.
Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/.

Por otra parte, la experimentación con materiales tales como el telurio de cadmio o el diseleniuro de indio-cobre está llevando a las células fabricadas con estas sustancias a situaciones próximas ya a aplicaciones comerciales, contándose con las ventajas de poderse trabajar con tecnologías de láminas delgadas (Apartado 1.8.4.1).

Principio de funcionamiento de la célula solar:

Cuando conectamos una célula solar a una carga y la célula está iluminada, se produce una diferencia de potencial en extremos de la carga y circula una corriente por ella (efecto fotovoltaico).

La corriente entregada a una carga por una célula solar es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen. Estas son:

Corriente de iluminación: debida a la generación de portadores que produce la iluminación.

Corriente de oscuridad: debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga.

Los fotones serán los que formaran, al romper el enlace, los pares electrón-hueco y, debido al campo eléctrico producido por la unión de materiales en la célula de tipo P y N, se separan antes de poder recombinarse formándose así la corriente eléctrica que circula por la célula y la carga aplicada.

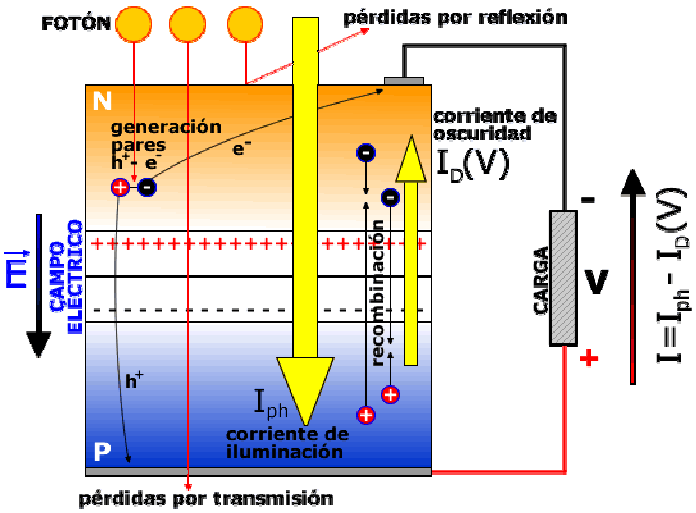


Figura 41: Principios de funcionamiento de la célula
Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/.

Algunos fotones pueden no ser aprovechados para la creación de energía eléctrica por diferentes razones:

Los fotones que tienen energía inferior al ancho de banda prohibida del semiconductor atraviesan el semiconductor sin ceder su energía para crear pares electrón-hueco.

Aunque un fotón tenga una energía mayor o igual al ancho de banda prohibida puede no ser aprovechado ya que una célula no tiene la capacidad de absorberlos a todos.

Además, los fotones pueden ser reflejados en la superficie de la célula.

1.8.4 Tecnología basada en el silicio

Las células cristalinas están formadas fundamentalmente por silicio, siendo éste el material más abundante en la Tierra después del oxígeno. No se encuentra en estado puro, sino unido químicamente al oxígeno en forma de dióxido de silicio (sílice). De manera industrial se obtiene mayoritariamente del cuarzo.

Para obtener silicio con suficiente pureza se debe separar primero del oxígeno no deseado del dióxido, y para ello se introduce la "arena de cuarzo" junto con "polvo de carbono" en un crisol donde se funden. De éste modo se obtiene el denominado "silicio metalúrgico" con una pureza de aproximadamente el 98 %.

Este silicio no es de la suficiente pureza como para que pueda ser utilizado con fines electrónicos, ya que para éstas aplicaciones se exige una concentración de impurezas inferior a 0,2 ppm (partes por millón). Con éste motivo se purifica el silicio metalúrgico mediante procesos químicos. A partir de silicio purificado se produce el "silicio cristalino en lingotes" mediante diferentes métodos. (Czochralsky para obtención de "silicio monocristalino", fusión en bloques para obtención de "silicio policristalino", etc.).

Figura 42: Cristalización por el método Czochralsky.
Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/

A partir del lingote de silicio cristalino o policristalino se obtienen "obleas" mediante corte del mismo. El espesor de las obleas ha ido descendiendo de manera continua, situándose actualmente entre 150 y 200 µm.

Una vez obtenida la oblea es necesario mejorar su superficie, que presenta irregularidades y defectos debidos al corte, además de retirar de la misma los restos que pueden haber quedado (polvo, virutas, etc.) mediante el proceso denominado "decapado".

Con la oblea limpia, se procede al "texturizado" de la misma (solo para células monocristalinas, ya que las células policristalinas no admiten éste tipo de procesos), aprovechando las propiedades cristalinas del silicio para obtener una superficie que absorba con más eficiencia la radiación solar incidente.

Posteriormente se procede a la formación del **semiconductor** para lo cual es necesario **dopar**, o introducir impurezas, en la red cristalina estable del silicio. Por un lado se forma el semiconductor **tipo P**, dopando la oblea con un elemento que tiene un electrón menos que el silicio, por ejemplo el **boro**. Por otro lado se forma el semiconductor **tipo N**, dopando la otra cara del silicio con **fósforo**, el cual tiene un electrón más que el silicio. De ésta manera se forma una **unión PN** que permitirá que, gracias a la energía de la luz, un electrón salte de una capa a otra formando una **corriente eléctrica**.

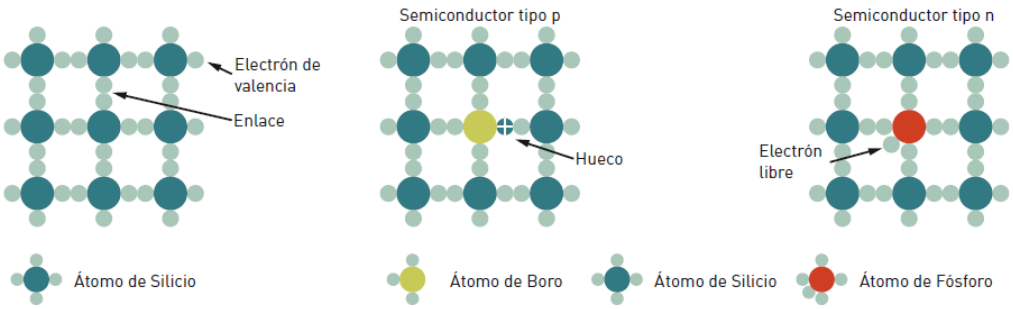


Figura 43: Estructura cristalina del silicio (izq.) y silicio dopado con fósforo y boro (dcha.)
Fuente: IDAE

El siguiente paso es la formación de los **contactos metálicos** de la célula en forma de rejillas en la cara iluminada por el Sol, y de forma continua en la cara posterior. La formación de los contactos en la cara iluminada se realiza mediante **técnicas serigráficas**, empleando en ocasiones la **tecnología laser** para obtener de mejor calidad y que ocupen menos espacio. Finalmente se procede a añadir una **capa antirreflexiva** sobre la célula con el fin de mejorar las posibilidades de absorción de la radiación solar.

Una vez fabricada la célula se procede a su comprobación, clasificación, conexionado, encapsulado, y montaje final de los módulos.

Aproximadamente el **90 %** de las células solares fotovoltaicas vendidas en **2011** son de células de silicio (monocristalinas, policristalinas o de silicio amorfo), lo que da una idea de su importancia comercial actual.

Las principales evoluciones tecnológicas que se pueden dar son:

- Mejoras en la obtención del silicio purificado, de grado solar o electrónico. En éste sentido es importante destacar los desarrollos en éste campo, en el cual hay empresas Españolas como Ferroatlantica liderando proyectos de fabricación, utilización y caracterización de silicio fotovoltaico por vía metalúrgica.
- Mejoras en los métodos existentes y nuevos métodos para la cristalización del silicio purificado.
- Mejoras en la fabricación de obleas, con espesores cada vez menores y mejor y más uniformes dopadas con boro.
- Incremento de la eficiencia de las células, gracias a mejoras en diferentes pasos de la fabricación de la célula, a la menor ocupación de superficie de los contactos eléctricos y a la combinación o eliminación de los mismos en la superficie expuesta al Sol.
- Incrementos en la eficiencia de los módulos a través de mejoras en los conexionados de las células en la sección más uniforme de las mismas, etc.

1.8.4.1 Tecnologías de capa delgada.

Los procesos de fabricación de **células solares de película delgada** se han desarrollado fuertemente a partir de los años noventa. El método más desarrollado consiste en cubrir un sustrato (en la mayoría de los casos vidrio) con una capa muy fina de un semiconductor sensible a la radiación (fotoactivo).

Figura 44: Módulo flexible de silicio amorfo.)
Fuente: UNI-SOLAR

Se emplean procesos de deposición, como el método **Sputter** (pulverización catódica), o procesos de baños electrolíticos. Como material semiconductor se utiliza silicio amorfo, $CuInSe_2$ (CIS), CdTe, Cu, In, Ga y Se (CIGS).

Capa delgada de silicio

Debido a la gran absorción de la radiación de éstos materiales basta con espesores menores de 0,001 mm. para la transformación de la radiación solar en electricidad. La temperatura que se alcanza en el proceso de fabricación de células de película delgada de silicios es de unos 200-500 ºC frente a los 1500ºC que se necesitan en el caso de células de silicio cristalino.

Capa delgada de cobre-Indio-Diselenio (CIS)

El material semiconductor activo en las células solares CIS es el diseleniuro de cobre e indio ($CuIn\text{-}Se_2$). En ocasiones se utiliza el CIS unido al galio (CIGS) obteniendo rendimientos superiores.

Para la fabricación de células se toma el sustrato de vidrio en primer lugar y mediante pulverización catódica se coloca una capa delgada de molibdeno que actúa como electrodo posterior. La capa absorbente tipo CIS se crea en una cámara de vacio a una temperatura de 500 ºC al evaporarse simultáneamente el cobre, el indio y el selenio.

De todas las células de película delgada, la tecnología CIS es una de las que mayor rendimiento ofrecen hoy en día. Desde el punto de vista económico actualmente no son una alternativa clara frente al silicio cristalino o a otras tecnologías de capa delgada, aunque se espera una reducción de costes en su producción. El rendimiento que se alcanza con ésta tecnología es del 10-12 % (rendimiento del módulo).

Células telururo de cadmio (CdTe)

La elaboración de células solares de telururo de cadmio se consigue a partir de un sustrato con una capa conductora transparente, generalmente de óxido de estaño. Se coloca sobre ésta una capa conductora ventana tipo n de CdS y a continuación una capa conductora absorbente tipo p de CdTe.

Los procedimientos de elaboración empleados son procedimientos sencillos como serigrafía, separación galvánica o spray. Para módulos de grandes dimensiones se emplean procedimientos de evaporación en los que se mantienen suficientemente alejados la fuente de vapor y el sustrato. La separación de las capas de CdTe y de CdS se lleva a cabo a unas temperaturas de unos 700ºC mediante el proceso de vacío.

Capa delgada multiunión (células III-V)

Las células multiunión son las fabricadas con materiales de los grupos III y V de la tabla periódica (arseniuros de indio y de galio). Son células altamente eficientes que han sido concebidas para ser utilizadas en aplicaciones especiales que requieren un alto rendimiento como los satélites, vehículos de exploración espacial, etc.

Estas células multiunión constan de múltiples capas delgadas, cada una constituida por un semiconductor diferente. Una célula de triple unión, por ejemplo, podría estar compuesta por GaAs, Ge y $GaInP_2$.

Las células multiunión de GaAs son las células solares más eficientes hasta la fecha, alcanzando valores superiores al 40 % en laboratorio, aunque también son las más costosas de producir, por lo que son habituales en tecnologías de **alta concentración**, donde la sustitución del elemento activo por elementos ópticos de concentración es más rentable.

Con carácter general para todas las tecnologías de capa delgada (salvo para las células de triple unión), las perspectivas tecnológicas pasan por el incremento de la eficiencia, ya que los menores costes de producción de módulos de capa delgada se ven compensados con mayores costes de cableados, estructuras, terrenos, etc., debido a la menor eficiencia de éstas tecnologías con respecto a las de silicio cristalino.

Las líneas de desarrollo se centran en mejorar los procesos de deposición/dopado de elementos en la fabricación de células solares (aumentando el ratio de deposición), y en el desarrollo avanzado del proceso industrial y de la producción a gran escala de éstas tecnologías.

Así mismo, las mejoras en el control de la degradación inicial en los módulos de película delgada de silicio dotarán de mayores eficiencias a estas tecnologías.

1.9 DESCRIPCION DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES.[1]

1.9.1 El panel solar fotovoltaico.

Un **panel solar** fotovoltaico está constituido por varias células iguales conectadas eléctricamente entre si, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado.

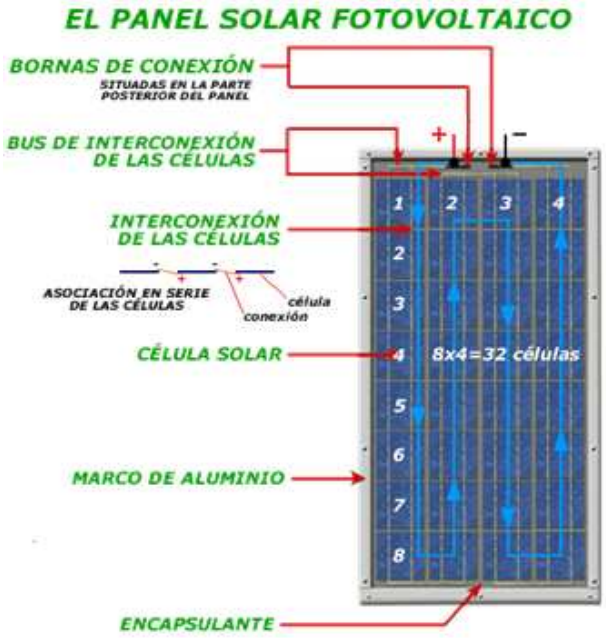


Figura 45: Constitución de un panel solar fotovoltaico.
Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/.

Además, el panel cuenta con otros elementos a parte de las células solares, que hacen posible la adecuada protección del conjunto frente a los agentes externos; asegurando una rigidez suficiente, posibilitando la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitiendo la conexión eléctrica.

Estos elementos son:

- **Cubierta exterior de cara al Sol**. Es de vidrio que debe facilitar al máximo la transmisión de la radiación solar. Se caracteriza por su resistencia mecánica, alta transmisividad y bajo contenido en hierro.
- **Encapsulante**. De silicona o más frecuentemente EVA (etilen-vinil-acetato). Es especialmente importante que no quede afectado en su transparencia por la continua exposición al Sol, buscándose además un índice de refracción similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.

- **Protección posterior**. Igualmente debe dar rigidez y una gran protección frente a los agentes atmosféricos. Usualmente se emplean láminas formadas por distintas capas de materiales, de diferentes características.
- **Marco metálico**. De aluminio, que asegura una suficiente rigidez y estanqueidad al conjunto, incorporando los elementos de sujeción a la estructura exterior del panel.
- **Cableado y bornas de conexión**. Habituales en las instalaciones eléctricas, protegidos de la intemperie por medio de cajas estancas.
- **Diodo de protección**. Su misión es proteger contra sobre-cargas u otras alteraciones de las condiciones de funcionamiento de panel.

Figura 46: Elementos de un panel solar fotovoltaico.
Fuente: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/.

Los Paneles solares más utilizados para conexión a red, tienen entre 40 y 80 células. La superficie del panel o modulo puede variar entre 0.8 y 2m^2 y presenta dos bornas de salida, positiva y negativa, a veces tienen alguna intermedia para colocar los diodos de protección.

Sin duda alguna, el material más utilizado hasta ahora para la fabricación de células fotovoltaicas es el silicio. Es el elemento más abundante después del oxigeno por encontrarse éste en casi todas las rocas.

A continuación se presenta un cuadro resumen con los tres tipos de fabricación de celdas de silicio y las ventajas o desventajas que cada una de ellas aporta.

TIPO DE CELDA	EFICIENCIA %		VENTAJAS	DESVENTAJAS
	laboratorio	producción		
Silicio monocristalino	19.1 %	12 a 16 %	▪ Tecnología bien desarrollada y probada. ▪ Estable. ▪ Mayor eficiencia. ▪ Se fabrica en celdas cuadradas.	▪ Emplea mucho material caro. ▪ Mucho desperdicio (casi la mitad). ▪ Manufactura costosa.
Silicio policristalino	18 %	11 a 15 %	▪ Tecnología bien desarrollada y probada. ▪ Estable. ▪ Buena eficiencia. ▪ Celdas cuadradas ▪ Menos costoso que el monocristal.	▪ Material costoso. ▪ Mucho desperdicio. ▪ Manufactura costosa. ▪ Menos eficiencia que el mono cristal.
Silicio Amorfo o película delgada	11.5 %	4 a 8 %	▪ Utiliza muy poco material. ▪ Alto potencial y producción muy rápida. ▪ Bajo costo (50% del monocristalino). ▪ Menos afectado por bajos niveles de insolación.	▪ Degradación pronunciada. ▪ Menos eficiencia. ▪ Menor durabilidad.

Tabla 8: Comparativa entre las tecnologías de silicio aplicadas a los paneles fotovoltaicos.
Fuente: CENSOLAR

1.9.1.1 Características eléctricas del panel fotovoltaico.

La fabricación, comportamiento y características eléctricas y mecánicas del módulo fotovoltaico, vienen determinadas en la hoja de características del producto que proporciona el fabricante.

Al Igual que en la célula solar son importantes los siguientes parámetros:

Potencia máxima o potencia pico del módulo (P_{max}). Si se conecta una cierta carga al panel, el **punto de trabajo** vendrá determinado por el producto de la corriente I y la tensión V existentes en el circuito. Estos habrán de ser menores que los I_{sc} y V_{oc} que definiremos más adelante. La potencia P que el panel entrega a la carga está determinada por la ecuación genérica:

$$P = I \cdot V$$

A su valor más alto se le llama **potencia máxima o potencia pico del módulo**. Esta es sin duda, la característica más importante y la unidad de medida de referencia del panel fotovoltaico.

Salvo en casos de muy bajo consumo, la implementación de un sistema fotovoltaico requiere el uso de paneles con potencias de salida de 30 o más watios. Paneles con potencias por debajo de ésta, no ofrecen una solución práctica, ya que la diferencia en costo no es suficiente para justificar el mayor número de paneles requeridos. Los módulos formados tienen una potencia que varía entre los 50 Wp y los 220 Wp, según el tipo, la eficiencia y el nº de las células que lo componen.

Los valores de la corriente y de la tensión correspondiente a este punto se conocen respectivamente como:

- **I_{Pmax}** Intensidad cuando la potencia es máxima o corriente en el punto de máxima potencia.
- **V_{Pmax}** La tensión cuando la potencia también es máxima o tensión en el punto de máxima potencia.

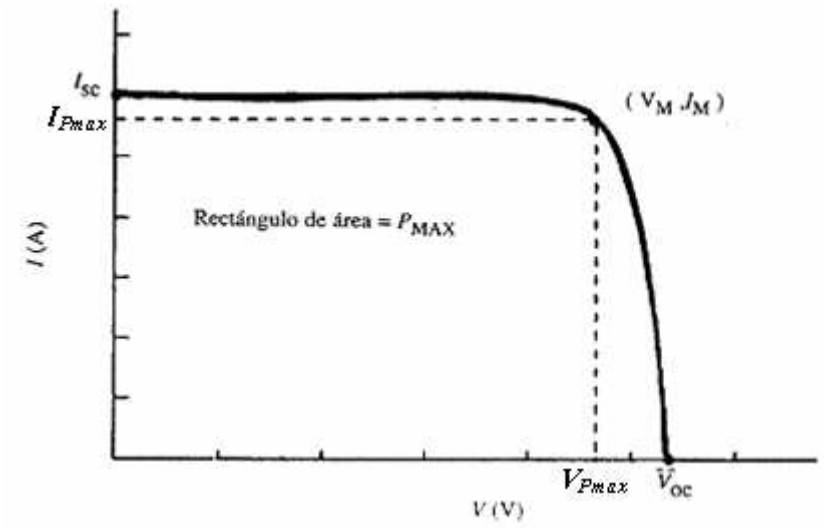


Figura 47: Curva característica de un panel solar fotovoltaico.
Fuente: CENSOLAR

Otros parámetros son:

- **Corriente de cortocircuito (I_{sc})**, que se obtiene al cortocircuitar los terminales del panel (V=0) que al recibir la radiación solar, la intensidad que circularía por el panel es de corriente máxima.
- **Tensión de circuito abierto (V_{oc})**, que se obtiene de dejar los terminales del panel en circuito abierto (I=0), entre ellos aparece al recibir la radiación una tensión que será máxima.

Dichos parámetros se obtienen en unas **condiciones estándar de medida** (STC), de uso universal, según la norma EN 61215. Establecidas como sigue y que el fabricante debe especificar:

- Irradiancia: 1000W/m^2 (1 kW/m^2)
- Distribución espectral de la radiación incidente: AM1.5 (masa de aire)
- Incidencia normal.
- Temperatura de la célula: 25ºC.

Figura 48: Detalle hoja de características paneles Atersa
Fuente: ATERSA

Otro parámetro que debería ser suministrado es la **TONC o Temperatura de Operación Nominal de la Célula**. Dicho parámetro se define como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a las siguientes condiciones de operación:

- Irradiancia: 800W/m^2
- Distribución espectral de la radiación incidente: AM1.5 (masa de aire)
- Incidencia normal
- Temperatura ambiente: 20ºC
- Velocidad del viento: 1m/s

1.9.1.2 Comportamiento del panel fotovoltaico.

Una vez conocidos estos parámetros, podemos determinar cómo afectan diferentes factores a los paneles fotovoltaicos.

Variación de la potencia con la radiación.

Es importante conocer este efecto ya que los valores de la radiación cambian a lo largo de todo el día en función del ángulo del Sol con el horizonte, por lo que, es importante la adecuada colocación de los paneles existiendo la posibilidad de cambiar su posición a lo largo del tiempo, bien según la hora del día o la estación del año.

Un mediodía a pleno sol equivale a una radiación de 1000 W/m^2. Cuando el cielo está cubierto, la radiación apenas alcanza los 100 W/m^2.

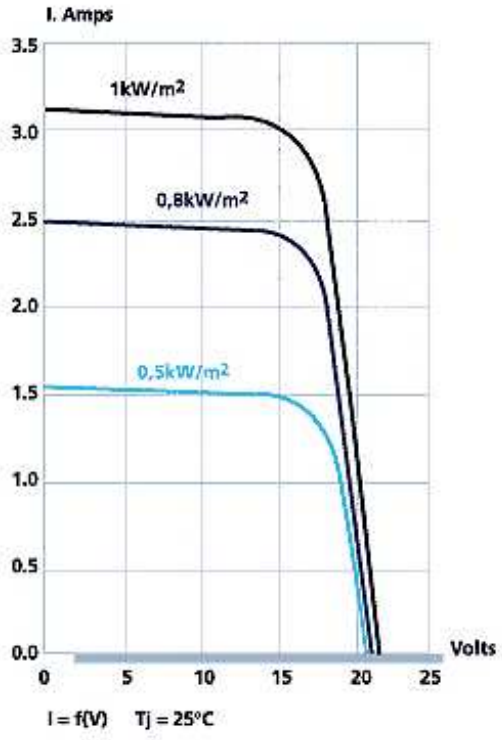


Figura 49: Curvas I V de un panel fotovoltaico para diferentes niveles de radiación.
Fuente: CENSOLAR

En la figura anterior puede verse, para unas condiciones de temperatura constante, como las curvas I-V de un panel varían por incidencia de la radiación. También se aprecia como la incidencia de la radiación afecta mucho más a la intensidad.

La intensidad aumenta con la radiación**,** permaneciendo más o menos constante el voltaje.

Variación de la potencia del panel con la temperatura.

La exposición al Sol de las células provoca su calentamiento, lo que lleva aparejados cambios en la producción de electricidad. Una radiación de 1000 W/m^2 es capaz de calentar una célula unos 25ºC por encima de la temperatura del aire circundante, lo que reduce la tensión, y por tanto la potencia en un factor superior al 10-12%. A medida que aumenta la temperatura, la potencia generada es menor, por lo que es recomendable montar los paneles de tal manera que estén bien aireados y, en el caso de que sea usual alcanzar altas temperaturas, plantearse la posibilidad de instalar paneles con un mayor número de células.

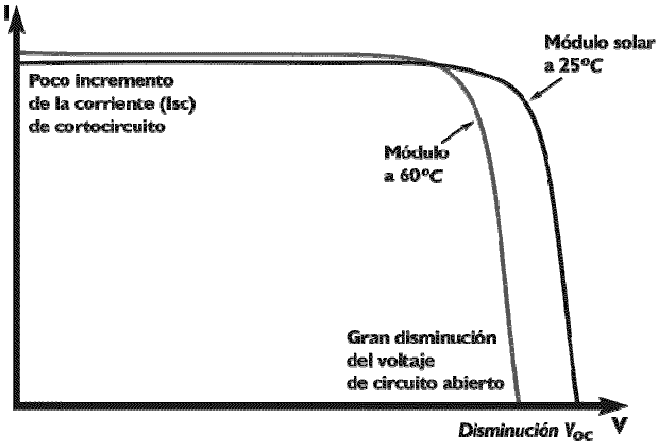


Figura 50: Efecto de la temperatura en la relación I-V.
Fuente: CENSOLAR

En la figura anterior, podemos ver como el aumento de temperatura en las células supone un incremento en la corriente, pero al mismo tiempo una disminución mucho mayor, en proporción, de la tensión.

La temperatura de trabajo que alcanza un panel FV obedece a una relación lineal dada por:

$$T_t = T_a + K \cdot R$$

Ecuación 7: Temperatura de trabajo de un panel fotovoltaico.

Donde:

T_t es la temperatura de trabajo del panel.
T_a es la temperatura ambiente.
R es el valor de la radiación solar en W/m^2 (entre 800 y 1200 W/m^2).
K es un coeficiente que varía entre 0.02 y 0.04 [ºC m2/W], dependiendo de la velocidad promedio del viento. Corresponde un valor de 0.04 cuando la velocidad del viento es baja o nula y un valor de 0.02 cuando la velocidad del viento produce un enfriamiento efectivo del panel.

Los parámetros bajo los que operan los paneles fotovoltaicos, para una determinada localización, hacen que la característica de voltaje DC de salida varíe dentro de un margen considerable a lo largo de todo el año. La radiación y la temperatura ambiente experimentan además otro tipo de variación debidos a factores diurnos y estacionarios.

1.9.1.3 Evaluación de la potencia de salida.

Una vez conocido éste valor de la temperatura de trabajo del panel puede determinarse el valor de la potencia de salida utilizando la expresión siguiente.

$$P_t = P_p - \left(P_p \cdot \delta \cdot \Delta T\right)$$

Ecuación 8: Potencia de salida de un panel a la temperatura de trabajo.

Donde:

P_t es la potencia de salida a la temperatura de trabajo.
P_p es la potencia pico del panel a 25º.
δ es el coeficiente de degradación del panel.
ΔT es el incremento de temperatura sobre los 25ºC. $\Delta T = Tt - 25ºC$

El coeficiente de degradación δ lo suelen incluir los fabricantes en las especificaciones técnicas del panel y es debida a la disipación de calor dentro de las células del panel.

1.9.1.4 El generador fotovoltaico.

Un conjunto de módulos o paneles conectados eléctricamente en serie, forman lo que se denomina **ramal**. Varios ramales conectados en paralelo, para obtener la potencia deseada, constituyen la batería de generadores DC (corriente continua) y si a esto le unimos el inversor que transforma la corriente continua de la batería de condensadores en corriente alterna para su conexión a la red eléctrica lo denominamos **generador fotovoltaico.**

Para cada aplicación, el generador deberá ser dimensionado teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Carga eléctrica demandada.
- Potencia de pico
- Latitud del lugar y radiación solar media anual del mismo.
- Características específicas del terreno.
- Características específicas de la carga.

1.9.2 El inversor.

El **inversor** es uno de los componentes más importantes en los sistemas conectados a red, ya que maximiza la producción de corriente del dispositivo fotovoltaico y optimiza el paso de energía entre el módulo y la carga.

Es un dispositivo que **transforma** la energía continua (DC) producida por los módulos en energía alterna (AC), para alimentar el sistema y/o introducirla en la red, con la que trabaja en régimen de intercambio. Los inversores para la conexión a la red eléctrica están equipados generalmente con un dispositivo electrónico que permite extraer la máxima potencia, paso por paso, de la batería de generadores.

Este dispositivo sigue el **punto de máxima potencia** (SPMP) y tiene justamente la función de adaptar las características de producción del campo fotovoltaico a las exigencias de la carga.

El dispositivo de intercambio con la red sirve para que la energía eléctrica introducida en la red tenga todas las características requeridas por la misma.

1.9.2.1 Características del inversor conectado a red.

Las características que se exigen al inversor en una instalación fotovoltaica conectada a red son las siguientes:

- Será del tipo conexión a la red eléctrica con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que la batería de generadores puede proporcionar a lo largo de cada día.
- Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

  - Autoconmutado[6].
  - Principio de funcionamiento: Fuente de tensión.
  - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
  - No funcionará en isla o modo aislado.

- Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y compatibilidad electromagnética (Ambas serán certificadas por el fabricante) incorporando protecciones frente a:

  - Cortocircuitos en alterna.
  - Tensión de red fuera de rango.
  - Frecuencia de red fuera de rango.
  - Sobretensiones mediante varistores o similares.
  - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

- Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

  - Encendido y apagado general del inversor.
  - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz AC.

- Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

  - El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar de un 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
  - Los valores de eficiencia al 25 y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 y 88%, respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW y del 90% al 92% para inversores mayores de 5 kW.

[6] Los inversores autoconmutados se dividen en inversores en fuente de corriente (CSI) y en inversores en fuente de tensión (VSI). Los inversores CSI disponen de una fuente de corriente aproximadamente constante en la entrada de continua, mientras que en los inversores VSI la fuente de entrada constante es de tensión. En el caso de sistemas fotovoltaicos, la salida en corriente continua del equipo solar es la fuente de tensión del inversor, por lo que los inversores empleados en estas aplicaciones son VSI.

- El autoconsumo de los equipos (pérdidas en vacío) en “stand-by” o “modo nocturno” deberá ser inferior a un 2% de su potencia de salida nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 y el 100% de la potencia nominal.
- El inversor deberá inyectar en red, para potencias mayores del 10% de su potencia nominal.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 22 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 32 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0º C y 40º C de temperatura y 0% a 85% de humedad relativa.

Cuando la potencia nominal de todos los inversores de la instalación supere los 5 kW, la acometida a la red general debe ser trifásica, de acuerdo al Real Decreto 1663/2000, si es menor puede ser monofásica.

1.9.3 La estructura soporte.

La estructura soporte, básicamente, es la encargada de mantener a los módulos en la intemperie.

Las condiciones que debe de cumplir una estructura soporte vienen expuestas en el apartado 5 (Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones Conectadas a Red).

El bastidor que sujeta al panel, la estructura soporte del mismo y el sistema de sujeción son tan importantes como el propio panel, pues un fallo en estos elementos conlleva a la inmediata paralización de la instalación.

Muchas veces los fabricantes del panel suministran los elementos necesarios, sueltos o en forma de “kits”, para proceder a un complejo montaje. Otras, es el propio proyectista o el instalador quien, haciendo uso de los perfiles normalizados que se encuentran en el mercado, construye una estructura adecuada para el panel.

Sí, debido a un viento huracanado (que se produce con bastante probabilidad alguna vez cada cierto número de años, dependiendo de la zona), se desprenden algunos paneles, es casi seguro que al caer al suelo resultarán rotos o muy dañados, habiendo de ser sustituidos. Dado el elevado coste de estos elementos, se comprende la necesidad de cuidar que la estructura de soporte y sujeción sea lo suficientemente segura y sólida, aun a riesgo de parecer exageradamente fuerte. En cualquier caso, la estructura deberá resistir vientos de, como mínimo, 150 km/h.

La estructura soporte también cumple la importante misión de fijar la inclinación que tomarán los paneles que se instalarán siempre mirando hacia el ecuador para aprovechar al máximo la radiación disponible a lo largo del periodo anual de utilización.

Según los casos y las características de la instalación, los paneles fotovoltaicos pueden instalarse en estructuras que descansen sobre el suelo, sobre un paramento vertical, sobre el tejado o terraza, etc.

Existen estructuras muy sencillas, como la formada por un simple poste empotrado en el suelo que puede sostener de 1 a 4 paneles, hasta grandes estructuras formadas por vigas de acero, que soportarán varias decenas.

En terrazas o suelos la estructura deberá permitir una altura mínima del panel de 30 cm, la cual, en zonas de montaña o donde se produzcan abundantes precipitaciones de nieve deberá ser superior, a fin de evitar que los paneles queden parcial o totalmente cubiertos por las sucesivas capas de nieve depositadas en invierno.

Se recomienda conectar la estructura a una toma de tierra, ajustándose a las especificaciones del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (Instrucción MI.BT.039).

Especial atención deberá prestarse a los puntos de apoyo de la estructura. En el supuesto de que ésta sea de tipo mástil es conveniente arriostrarla.

Figura 51: Ejemplo de estructura soporte fija sobre suelo
Fuente: CENSOLAR

Las estructuras de hierro galvanizado ofrecen una buena protección frente a los agentes corrosivos externos, con la ventaja de que el zinc es compatible químicamente con el mortero de cal y de cemento, una vez éstos están secos. Las estructuras galvanizadas suelen montarse mediante tornillos.

Para paliar el efecto de la corrosión galvánica, que siempre se produce cuando dos metales diferentes se ponen en contacto, se utilizan unos aislantes que evitan el contacto físico entre el marco del panel y la estructura soporte.

Principalmente podemos hacer dos grandes grupos de estructuras soporte atendiendo a su construcción.

- Las **estructuras fijas.** Los módulos se encuentran ubicados con una inclinación y una orientación fijas de un modo óptimo de cara a maximizar la generación de electricidad a lo largo de todo el año.
- Las **estructuras móviles o seguidores solares**. Los módulos se soportan sobre un elemento móvil de manera que en cada momento se sitúan en la posición óptima para que la irradiación recibida sea la máxima que pueden llegar a capturar.

1.9.3.1 Estructuras fijas

En éste tipo de estructuras, por lo general, no se suele producir ningún tipo de movimiento aunque, bien es cierto que, existen en el mercado unos tipos de estructuras fijas dotadas de un movimiento manual de tres posiciones que se suelen hacer coincidir con las estaciones del año (invierno, primavera/otoño, verano).

Figura 52: Estructura fija dotada de posiciones ajustables desde 20 a 40º.
Fuente: WASI SOLAR www.wasi.es/solar/novedades/novedades.php

La instalación fija sobre suelo consiste en largas filas de uno o varios niveles de módulos orientados al Sur e inclinados en torno a la latitud del lugar menos 10º (variaciones de 2 o 3 grados no provocan apenas variaciones de potencia generada).

Las ventajas de éste tipo de instalaciones frente a los seguidores son:

- La estructura es mucho más barata.
- El montaje y la puesta en marcha son más baratos y rápidos de realizar.
- La cimentación y el anclaje son más baratos y sencillos de realizar.
- Requieren de menores movimientos de tierras.
- No requieren prácticamente de mantenimiento.

- Las probabilidades de avería son prácticamente nulas al carecer de mecanismos.
- Para una misma superficie de estructura, la instalación eléctrica es más barata y sencilla de realizar.
- Para una misma superficie de estructura, ocupan menos superficie de terreno ya que sólo necesitan dejar un espacio entre filas para evitar el sombreado.
- Se adaptan mejor en colinas con inclinaciones Este-Oeste (Figura 53).

Figura 53: Instalación fija en suelo. Solo necesitan dejar espacios entre filas.
Fuente: CENSOLAR

1.9.3.2 Estructuras con seguimiento solar.

Los seguidores solares son aparatos mecánicos que orientan los paneles hacia el sol, mejorando su exposición. Los tamaños comerciales están entre 8 y 200 paneles de 1,5m^2. Siendo los más habituales los que cargan entre 30 y 60 paneles (entre 45 y 90 m^2 de superficie y de 5 a 10 kW de potencia aproximadamente). La característica fundamental de un seguidor es el área máxima de paneles que puede cargar y exponer al viento moviéndolos de forma segura, quedando en un segundo plano el peso de los paneles que suele rondar los 11 Kg/m^2). Por eso se emplean siempre con seguidores los paneles de silicio cristalino que permiten rentabilizar más el área del seguidor.

A continuación detallamos los principales tipos de seguimiento que existen.

1.9.3.2.1 Seguimiento cenital.

Este tipo de seguimiento es de un solo eje y es aquel en el que se sigue la trayectoria del Sol desde su posición más baja hasta su posición más alta, con un eje de rotación horizontal orientado en dirección Norte-Sur.

Figura 54: Seguidor de eje horizontal (1xh). Wattsun "HZ-Series Linear Axis Tracker" en Corea del Sur.
Fuente: WIKIPEDIA.ORG.

1.9.3.2.2 Seguimiento acimutal.

La superficie gira sobre un eje vertical, el ángulo de inclinación de la superficie es constante e igual a la latitud del lugar y el giro se ajusta para realizar un seguimiento de la trayectoria del Sol desde su posición más oriental hasta su posición más occidental. La velocidad de giro del eje es variable a lo largo del día.

Figura 55: Seguidor acimutal de un solo eje vertical (1xa) Lorentz Etatrack 1500.
Fuente: SEGUIDORES LORENTZ-ETATRACK

1.9.3.2.3 Seguimiento polar.

La superficie gira sobre un eje orientado al Sur e inclinado un ángulo cercano a la latitud del lugar. El giro se ajusta para realizar un seguimiento de la trayectoria del Sol desde su posición más oriental hasta su posición más occidental. La velocidad de giro del eje es constante a lo largo del día (15º/h como la del reloj).

Figura 56: Seguidor eje cuasi-polar (1xp).
Fuente: APS PHOENIX-ARIZONA

1.9.3.2.4 Seguimiento de doble eje.

Este tipo de seguimiento, es el resultado de combinar el seguimiento acimutal o polar con el cenital, de éste modo se consigue que la superficie se mantenga en todo momento perpendicular a los rayos del Sol.

Figura 57: Seguimiento solar a dos ejes (acimutal-cenital).
Fuente: CENSOLAR

1.10 ASPECTOS TÉCNICOS Y CRITERIOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED.[5]

1.10.1 Generalidades

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red están diseñadas para verter a la red de distribución toda la energía que generan. El requerimiento básico para poder realizar una instalación fotovoltaica conectada a red en un edificio, nave industrial, o en cualquier otro espacio, reside en la disponibilidad de espacio libre de sombras para la ubicación de la batería de generadores fotovoltaicos.

Los componentes básicos de una instalación fotovoltaica conectada a red son los siguientes:

- Batería de generadores
- Inversor
- Protecciones

Las protecciones aseguran la calidad de la energía vertida a la red actuando contra sobretensiones, sobrecorrientes y funcionamiento en modo isla. Actualmente casi todos los inversores incluyen, en su interior, estas protecciones.

Una vez se disponga de un espacio para ubicar la batería de generadores, hay que decidir sobre el tipo de soporte a instalar, con o sin seguimiento solar.

Existen varias opciones, entre ellas la más sencilla técnicamente hablando que consiste en que el soporte de los módulos se encuentre fijo todo el año. Las características de este tipo de soporte son:

- Menor coste de estructura
- Menor riesgo de avería al no haber partes móviles
- No requiere mantenimiento

Otras opciones son: la orientación fija del soporte y 2 inclinaciones posibles (15º y 60º), lo que mejora la captación de radiación anual en un 2%, y la opción de utilizar sistemas de seguimiento: ya sea en dos ejes (30% de ganancia de captación), en eje vertical (con seguimiento del ciclo diario con un incremento del 25% en ganancia de captación) o en eje horizontal (con seguimiento en altura y ganancia del 5%).

El soporte fijo es la opción recomendada para su ubicación en edificios, ya sean azoteas de edificios, cubiertas de naves industriales, etc. ya que los sistemas de seguimiento, por una parte, suelen ir en contra de la integración en el edificio, y además conllevan generalmente un sobrecoste y mantenimiento extra que debe ser evaluado en relación al aumento de las prestaciones energéticas de la instalaciones, que en el caso de edificios no suelen ser de instalaciones de gran potencia.

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), 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.

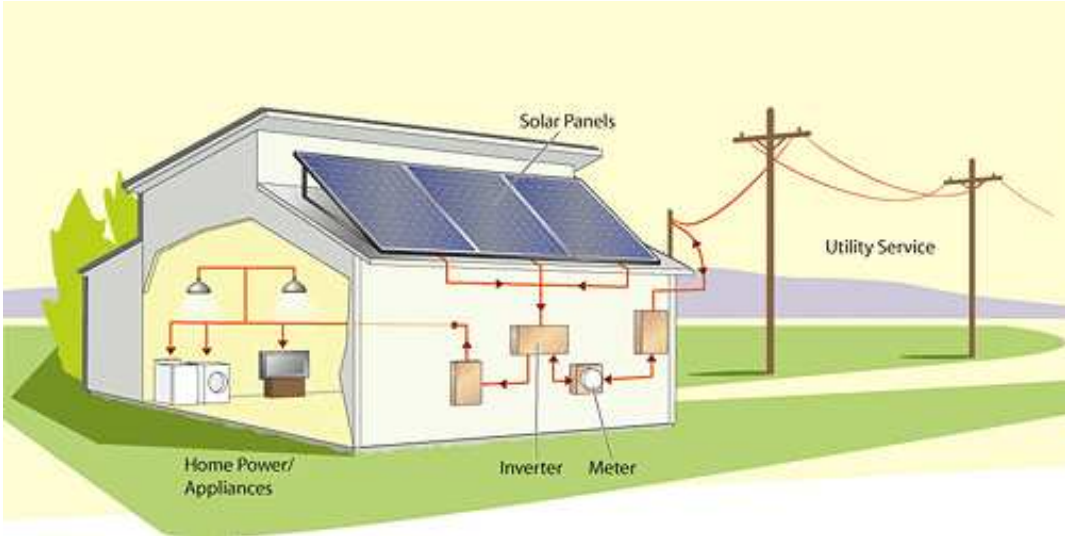


Figura 58: Esquema de edificio fotovoltaico conectado a red.
Fuente: EVERGREEN

La mayoría de los sistemas fotovoltaicos en edificios (viviendas, centros comerciales, naves industriales…) se montan sobre tejados y cubiertas, éstos suelen ser, en la mayoría de los casos, de pequeño a mediano tamaño, esto es, de 5 kW a 200 kW, aunque a veces se supera este valor y se alcanzan dos o tres MW.

Los sistemas fotovoltaicos también pueden reemplazar directamente a los componentes convencionales de las fachadas aportando un diseño moderno e innovador al edificio y, al mismo tiempo, produciendo electricidad. En varios países son elementos que contribuyen a la imagen y al prestigio corporativo de las empresas.

Asimismo, la fotovoltaica puede integrarse en otros elementos de la construcción: lamas y parasoles, lucernarios, pérgolas, marquesinas, etc.

Las casas particulares constituyen una importante área en expansión para los sistemas de tejado, así como para los sistemas FV integrados en edificios (BIPV, por su sigla en inglés). Un sistema de electricidad solar de 3 kW instalado en el sur de Alemania genera aproximadamente 3.000 kWh al año, que supone el 100% de las necesidades anuales de electricidad de un hogar (usando la electricidad de forma responsable).

El propietario del edificio/generador tiene las opciones antes mencionadas: vender toda la electricidad generada a la compañía suministradora de energía local (si hay un sistema de primas establecido) o usar la electricidad solar para cubrir las necesidades del propio edificio y vender el excedente a la compañía suministradora como se ha comentado antes.

1.10.2 Dimensionado básico. Recomendaciones de diseño.

- El punto de partida en el dimensionado básico de instalaciones fotovoltaicas de conexión a red es el criterio a considerar a la hora de diseñar. Estos pueden ser:

  - Potencia máxima a instalar (potencia pico Wp)
  - Potencia en inversores (potencia en la inyección a la red W)
  - Superficie disponible (superficie en m^2 e inclinación prefijadas) (130 Wp/ m^2)
  - Costes (existencia de presupuesto prefijado) (3 €/Wp)

- Una vez seleccionado el tamaño de la instalación, o potencia pico, la orientación e inclinación recomendada será aquella que maximice la producción energética anual. La orientación recomendada (Ψ), en España, y en todo el hemisferio norte, siempre es Sur, existiendo pérdidas de producción en relación a las posibles desviaciones de esta orientación óptima. Respecto a la inclinación (β), en Madrid, la recomendada es entre 5 y 10º inferior a la latitud de la región (λ= 40º).
- Una vez seleccionado el módulo fotovoltaico, se diseña su modo de conexión para formar la batería de generadores y se elige el inversor.
- Se realizará un cálculo de prestaciones energéticas de la instalación con arreglo a los datos de radiación disponibles (HSP). En este balance deben considerarse las pérdidas del sistema: en el generador fotovoltaico (suciedad, conexiones, punto de trabajo de cada subcampo, transmitancia, eficiencia a baja irradiancia, temperatura de operación de la célula, etc.), en el inversor (rendimiento y seguimiento del punto de máxima potencia) y en el cableado. Se puede considerar, en general, que el factor de pérdidas ascienda al 25% de la producción ideal.

Como resultado del balance de energía, la energía diaria estimada que es capaz de generar una instalación fotovoltaica conectada a red vendrá dada por la siguiente expresión:

$$E_{FV}\ [kWh] = \text{Potencia instalada [Wp] x HSP x Factor de pérdidas}$$

<u>Recomendaciones</u>

Para diseñar el generador fotovoltaico y seleccionar el inversor adecuado hay que tener en cuenta:

- Elegir el módulo adecuado y diseñar las conexiones serie-paralelo de éstos, teniendo en cuenta que el inversor seleccionado tendrá mejor rendimiento si el

generador fotovoltaico trabaja a tensiones mayores que si lo hace a tensiones menores. La tensión de trabajo vendrá fijada por el número de módulos conectados en serie.

- El número de módulos en paralelo será el resultado de dividir el número total de módulos entre el número de módulos en serie, ya elegido.
- Para obtener un acoplamiento adecuado entre la batería de generadores y el inversor la relación de potencias recomendable es:

$$W_I / Wp \sim 0,8$$

- En el caso de querer asegurar la producción, se puede subdividir el generador fotovoltaico en varios subcampos con sus correspondientes inversores.
- El inversor deberá seleccionarse teniendo en cuenta su rango de tensiones de trabajo de entrada y salida, comprobando que incluye la tensión de salida del generador fotovoltaico, atendiendo siempre a las recomendaciones del fabricante.

1.11 ELECCIÓN DEL TIPO DE CONEXIÓN A TIERRA.[30]

Interrupciones no deseadas del servicio y fallos en el sistema eléctrico representan siempre elevados costes y una de las causas son los fallos de aislamiento. Las consecuencias de dichas situaciones son interrupciones no deseadas del servicio, daños por incendio, activación de dispositivos de protección, alteraciones inexplicadas del funcionamiento y daños producidos, por ejemplo, en inversores.

Dependiendo del lugar en el que se ocasiona el fallo pueden producirse daños que, fácilmente alcanzan miles de euros.

Todos los esquemas de conexión a tierra (ECT) ofrecen el mismo grado de seguridad a los usuarios, pero tienen características diferentes de explotación. Por éste motivo, en ciertos países, la elección viene impuesta por las leyes y normativas según el tipo de edificio. Por ejemplo, en Francia (y también en España) el esquema IT es obligatorio en los quirófanos de los hospitales y el TN-C está prohibido en los locales con riesgo de explosión.

Aparte de éstas obligaciones, son los objetivos de calidad (seguridad, disponibilidad, fiabilidad, mantenibilidad y un buen funcionamiento de los sistemas comunicantes de baja corriente) los que permiten determinar el ECT que hay que utilizar en una instalación concreta.

1.11.1 La protección de personas contra contactos eléctricos

El uso de muy bajas tensiones de seguridad (<25V) es la solución más radical para garantizar una protección completa para las personas, puesto que elimina el riesgo eléctrico, pero sólo se puede aplicar en la distribución de pequeñas potencias.

En el uso normal de la electricidad, diversos estudios han permitido distinguir los choques eléctricos según su origen para, después poder aplicarles soluciones específicas.

Los contactos o choques eléctricos se originan de dos modos diferentes:

Contacto directo Contacto indirecto

Figura 59: Representación de los dos tipos de contacto eléctrico.
Fuente: SCHNEIDER

- **Protección contra contactos directos.** Es el caso de una persona o animal que toca un conductor desnudo con tensión. Las medidas para protegerse contra los contactos directos son el aislamiento y la separación o distanciamiento. Estas medidas pueden reforzarse en distribución final, mediante la protección llamada complementaria, que aporta la instalación de Dispositivos Diferenciales de corriente Residual (DDR) de alta sensibilidad.
- **Protección contra contactos indirectos.** Es el caso de una persona que toca la envolvente metálica de un receptor eléctrico que tiene un defecto de aislamiento. Aquí la solución consiste en conectar a tierra todas las masas de los receptores mediante los conductores de protección, pero ésta disposición no excluye la existencia de una tensión de contacto peligrosa para las personas si es mayor que la tensión límite convencional de seguridad U_L, definida por la Norma CEI 60479. Esta tensión de contacto depende de los esquemas de conexión a tierra normalizados a nivel internacional (CEI 60364).

1.11.2 Tipos de esquemas de conexión a tierra (ECT).

Los sistemas de conexión a tierra o regímenes de neutro se definen con dos letras

- La primera letra indica el modo en el que el neutro del transformador se conecta a tierra.

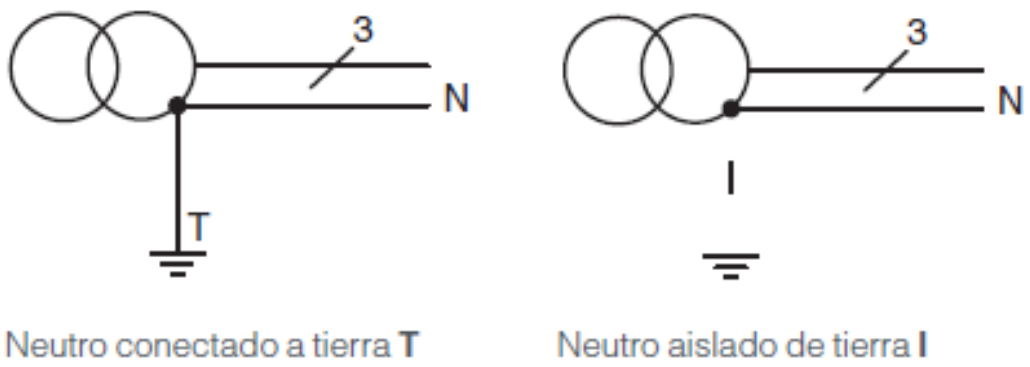


Figura 60: Significado de la primera letra del tipo de conexión a tierra según sea ésta.
Fuente: SCHNEIDER

- La segunda letra indica el modo en el que las carcasas o partes conductoras expuestas se conectan a tierra.

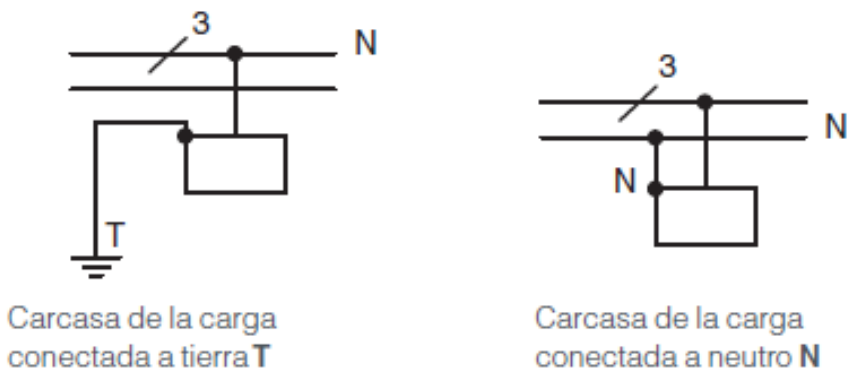


Figura 61: Significado de la segunda letra del tipo de conexión a tierra según sea ésta.
Fuente: SCHNEIDER

Dependiendo de la aplicación, existen actualmente tres tipos de esquemas de conexión a tierra normalizados a nivel internacional (CEI 60364) y que se encuentran recogidos en España en el REBT (MIBT-008)

A continuación vamos a tratar de resumir en qué consisten cada una de las conexiones para determinar cuál de ellas sería la más adecuada para el generador fotovoltaico

1.11.2.1 El esquema TT.

El neutro del transformador está conectado a tierra y las masas de los receptores eléctricos están también conectadas a una toma de tierra. Este tipo de conexión es adecuado para la distribución sobre largas distancias en el sector terciario, realizándose una conexión a tierra en cada edificio.

En caso de un defecto de aislamiento, la tensión de contacto depende de las resistencias de tierra, pero todavía puede alcanzar niveles peligrosos. El defecto es detectado por un interruptor diferencial que dispara un interruptor automático. La intensidad de defecto es limitada por las resistencias de tierra.

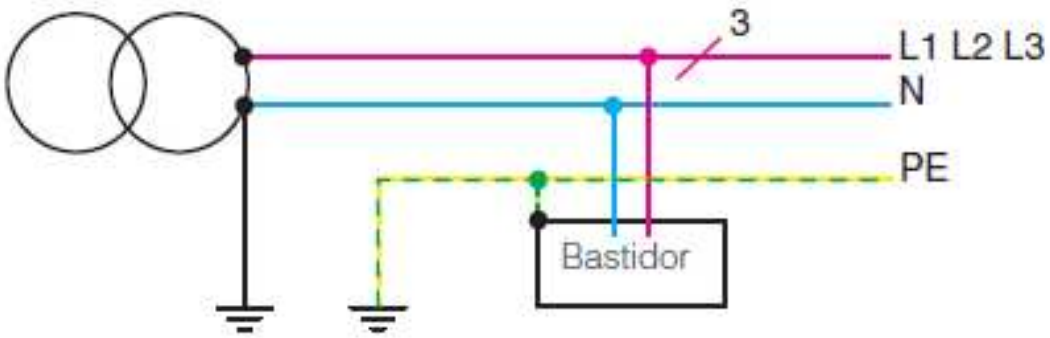


Figura 62: Esquema de conexión TT.
Fuente: SCHNEIDER

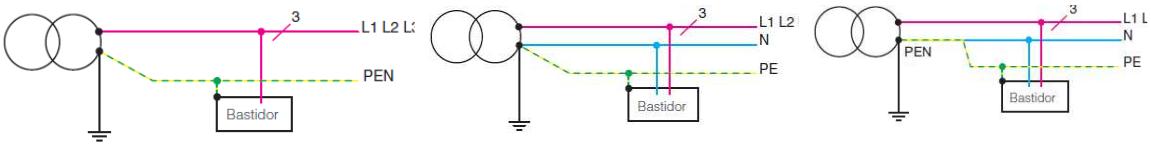
1.11.2.2 El esquema TN.

El neutro del transformador se conecta a tierra y las masas de los receptores eléctricos están conectadas al neutro.

Se trata de un sistema más sencillo de implementar y más rentable en un edificio o emplazamiento industrial.

Un defecto de aislamiento es un cortocircuito, esto activa un dispositivo de protección provocando una intensidad de defecto muy alta.

Según se realicen las conexiones entre el neutro y el cable de protección (PE), se pueden dar tres diferentes casos.



Sistema de conexión a tierra TN-C: El neutro y el conductor de protección están combinados.

Sistema de conexión a tierra TN-S: El neutro y el conductor de protección están separados.

Sistema de conexión a tierra TN-C-S: El neutro y el conductor de protección están parcialmente combinados y separados.

Figura 63: Diferentes tipos de conexión entre el conductor de protección y el neutro para un esquema de conexión a tierra TN.
Fuente: SCHNEIDER

1.11.2.3 El esquema IT.

El neutro del transformador no está conectado a tierra. En teoría está aislado de tierra, de hecho, está naturalmente conectado a tierra a través de las capacidades parásitas de los cables de red y/o voluntariamente mediante una impedancia de valor elevado, aproximadamente unos 1500Ω (neutro impedante). Las masas de los receptores eléctricos están conectadas a tierra.

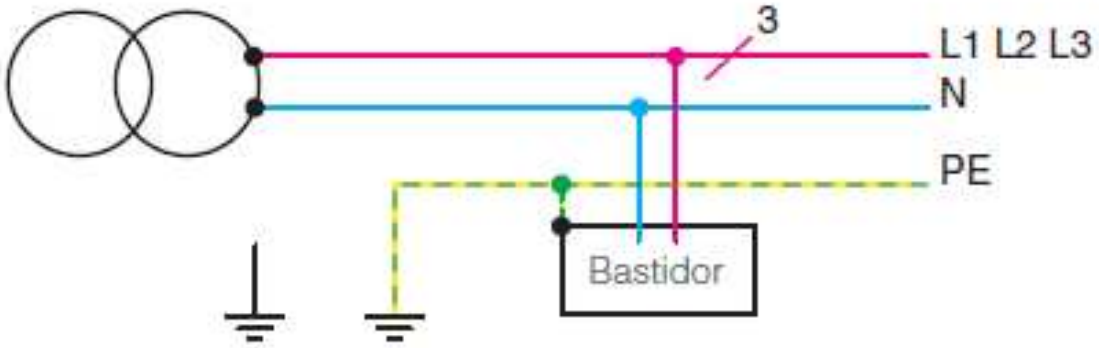
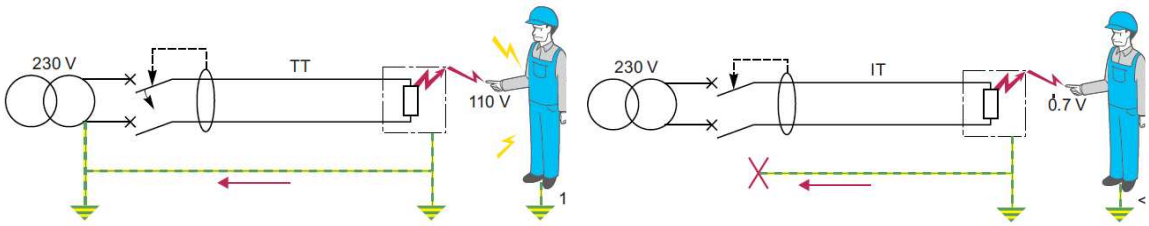


Figura 64: Esquema de conexión IT.
Fuente: SCHNEIDER

En caso de defecto de aislamiento, la intensidad no puede circular a través del neutro del transformador, la red puede funcionar sin riesgo para el personal incluso en caso de un primer defecto de aislamiento. El resultado es que los dispositivos de protección no se disparan.



Red conectada a tierra: A través de la persona circula una corriente de defecto elevada.

Red sin conexión a tierra: A través de la persona circula una corriente de defecto mínima.

Figura 65: Diferencias en cuanto al riesgo eléctrico para las personas entre una red conectada a tierra y otra sin conectar.
Fuente: SCHNEIDER

1.11.3 Posibles configuraciones de puesta a tierra del sistema DC fotovoltaico.

1.11.3.1 Red con una polaridad puesta a tierra.

Este tipo de red se obtiene conectando a tierra una de las polaridades. Este tipo de conexión permite descargar a tierra las sobretensiones producidas por la electricidad estática.

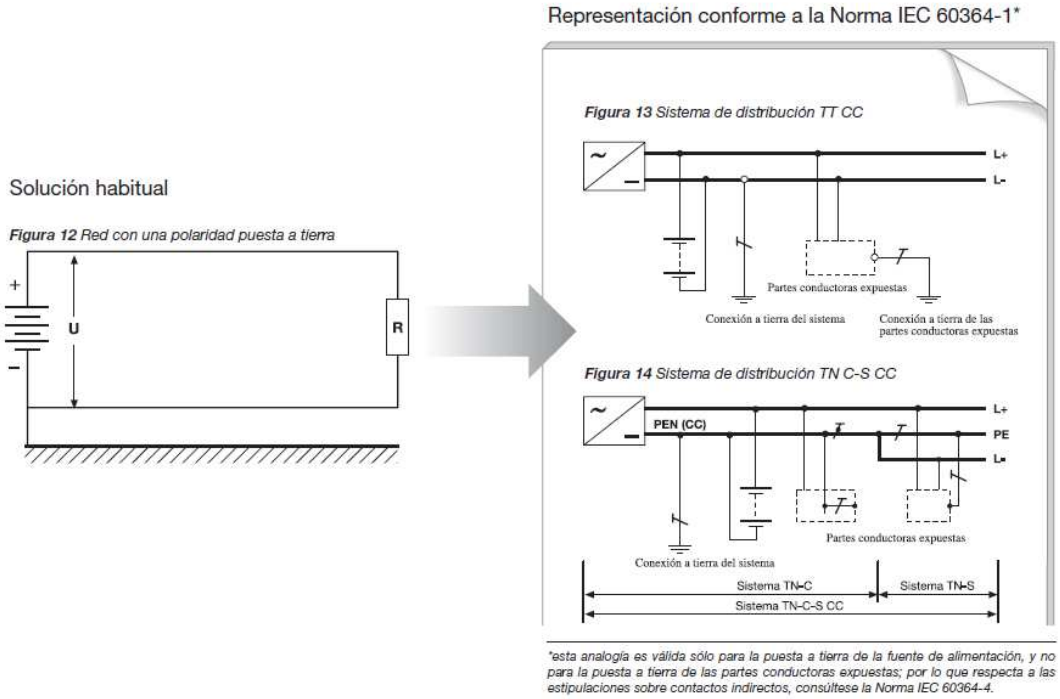


Figura 66: Representación del sistema de distribución TN de c.c según la IEC 60364-1*.
Fuente: SCHNEIDER.

1.11.3.2 Red con el punto medio de la fuente de alimentación conectado a tierra.

Éste tipo de red se obtiene conectando a tierra el punto medio de la batería de generadores.

Con éste tipo de conexión se reduce el valor de las sobretensiones estáticas que, de lo contrario, podrían estar presentes a plena tensión en una instalación aislada.

El principal defecto de ésta conexión, comparada con los otros tipos, es que un defecto entre una polaridad, tanto negativa como positiva, y tierra genera una corriente de falla a una tensión de U/2.

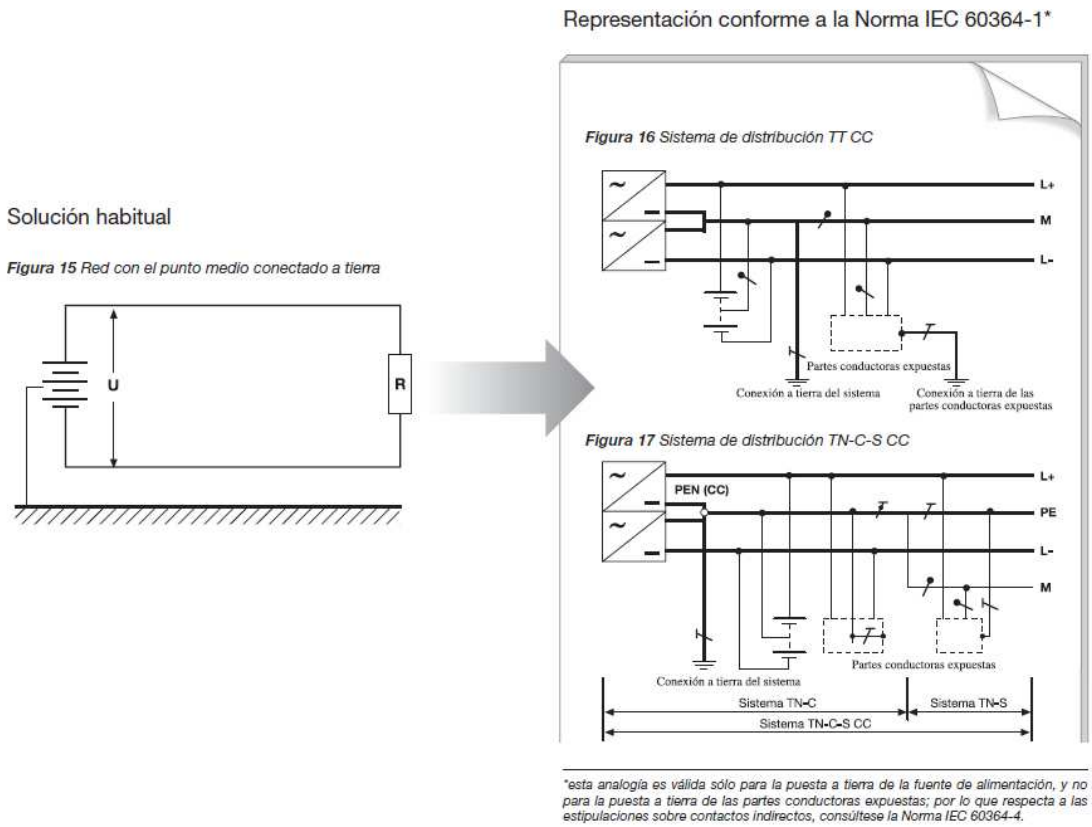


Figura 67: Representación del sistema de distribución TT de corriente continua según la IEC 60364-1*.
Fuente: SCHNEIDER

1.11.4 Elección del esquema de conexión a tierra para el generador.

Aunque los tres esquemas de conexión a tierra ofrecen el mismo grado de seguridad a los usuarios contra los contactos indirectos, sólo el esquema IT permite continuar sin riesgo la explotación al aparecer un primer defecto de aislamiento.

Sin embargo, el circuito defectuoso debe ser detectado y reparado antes de que se produzca un segundo defecto porque ese segundo defecto provocaría un cortocircuito entre las fases con el consiguiente disparo de los dispositivos de protección.

Un cálculo sencillo de probabilidades confirma ésta ventaja para el esquema IT.

Se supone que la probabilidad de defecto de aislamiento en una instalación eléctrica es de un defecto cada tres meses (90 días), o sea:

$$\lambda = \frac{1}{90} días$$

y la duración de búsqueda y reparación de la parte defectuosa es de un día, o sea:

$$\mu = 1\ día$$

Mediante la técnica de gráficos de Markof permite calcular que el tiempo medio entre dos fallos consecutivos es de 8100 días, lo que corresponde a una disponibilidad media de la energía 91 veces mayor que con una red TN o TT.

$$\lambda_{IT} = \frac{1}{90} \cdot \frac{1}{90} = 8100\ días$$

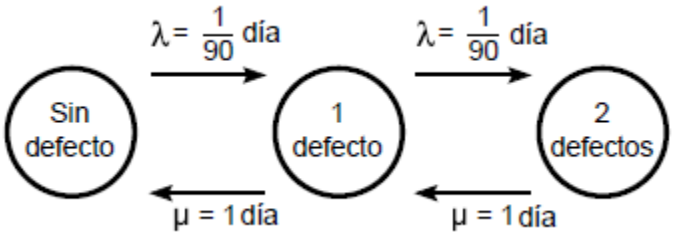


Figura 68: Gráfica de Markof para la determinación del tiempo medio transcurrido entre dos fallos consecutivos de aislamiento.
Fuente: SCHNEIDER

Por tanto, el esquema IT se prefiere para muchas instalaciones en las que una parada del sistema suponga pérdidas económicas sustanciosas como ocurre en las instalaciones de generación de energía fotovoltaica.

Pero ésta ventaja innegable tiene ciertas exigencias y precauciones, por ejemplo, la necesidad de buscar el primer defecto y la posibilidad de que aparezcan sobretensiones que puedan afectar al funcionamiento de los receptores sensibles.

Sin embargo, la elección del ECT de una instalación depende también, además de la seguridad de las personas y de la continuidad del suministro, de otros factores que a continuación se enumeran.

- **El entorno:** Por ejemplo, locales con riesgo de incendio o emplazamientos con caídas frecuentes de rayos.
- **La compatibilidad electromagnética (CEM):** Presencia en la instalación de armónicos y de campos radiantes y la sensibilidad de los equipos a éstos fenómenos.
- **La cualificación técnica de los diseñadores y usuarios de la instalación.**
- **La calidad y el coste de mantenimiento.**
- **Lo extenso de la instalación.**

Si el análisis de éstos factores garantiza la elección del ECT que mejor se adapta a una instalación, hay que destacar que la ventaja que aporta el IT en cuanto a la disponibilidad (segundo defecto muy improbable) obliga a costes de instalación y de explotación que hay que comparar con los costes de una parada en los otros ECT (pérdida de explotación y gastos de reparación del primer defecto de aislamiento).

A modo de resumen, se presenta la siguiente tabla en la que se enumeran las ventajas e inconvenientes de los diferentes ECT.

	TT	TN-C	TN-S	IT
Seguridad de personas (instalación perfecta)	■ ■ ■	■ ■ ■	■ ■ ■	■ ■ ■
Seguridad de los bienes				
■ contra los riesgos de incendio	■ ■ ■	□	□ □	■ ■ ■
■ en protección de las máquinas contra defectos de aislamiento	■ ■ ■	□	□	■ ■ ■
Disponibilidad de la energía	□ □	□ □	□ □	■ ■ ■ ■
Compatibilidad electromagnética	□ □	□	□ □	□ □
Para efectuar la instalación y el mantenimiento				
■ competencia	■ ■	■ ■ ■ ■	■ ■ ■ ■	■ ■ ■
■ disponibilidad	□	□ □	□ □	■ ■ ■

■ ■ ■ ■ excelente
■ ■ ■ bueno
□ □ medio
□ malo

Tabla 9: Resumen de ventajas e inconvenientes de las diferentes ECT.
Fuente: SCHNEIDER

De un vistazo rápido se puede apreciar que el mayor inconveniente que presenta el sistema de conexión IT es el de compatibilidad electromagnética pero que, sin embargo, no es peor que en los demás sistemas. Por otro lado, su mayor ventaja es la disponibilidad de la energía en la que supera ampliamente a los demás sistemas de conexión.

Así pues, por todos los motivos anteriormente argumentados, **la conexión a tierra de nuestro generador fotovoltaico será del tipo IT.**

2 MEMORIA TECNICA

2.1 ESTUDIO PREVIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.[2]

El principal fin que se persigue cuando se aborda la realización de cualquier proyecto es que éste sea rentable y nos aporte unos beneficios económicos , cuanto mayores sean mejor, pero antes de adentrarnos en una interminable serie de cálculos hasta llegar a la conclusión final (viable o no viable) conviene realizar una estimación aproximada de dichas operaciones y , en función de éstos resultados, determinar si el proyecto es viable o si por el contrario no merece la pena abordarlo, bien porque se producen pérdidas o por que los beneficios obtenidos se estiman muy bajos.

Una vez conocido el emplazamiento y ubicación del generador solar fotovoltaico, la primera operación que debemos realizar es un estudio sobre la radiación solar recibida diaria, semanal o mensualmente en el emplazamiento en el que se pretende instalar la misma, de éste modo, y conociendo el precio del KWh inyectado en la red, tendremos los ingresos anuales brutos. A continuación aplicaremos una serie de factores, que han sido estimados por diferentes organismos a través de la experiencia adquirida por otras plantas fotovoltaicas que se encuentran en funcionamiento desde hace muchos años para estimar los costes de implantación y mantenimiento para éste tipo de instalaciones, y, en base a éstas estimaciones, llegaremos a la conclusión final en la que debemos decidir si el proyecto se aborda o se desecha.

2.1.1 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 % en el entorno de ±15º de desviación en inclinación, y del orden de un 0,05 % 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 fotovoltaicos conectados a red (EFCR).

La figura siguiente 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.

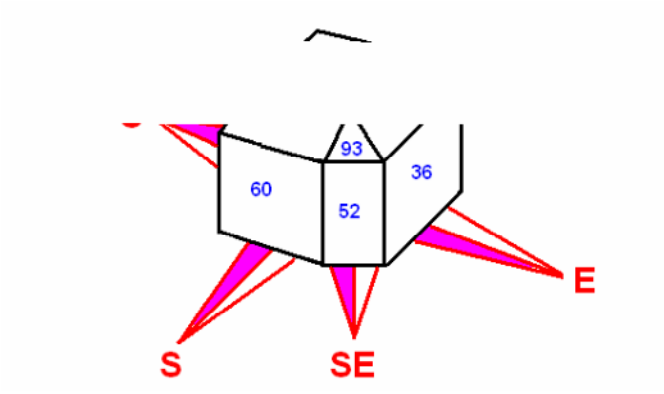


Figura 69: Irradiación solar recibida por las distintas superficies de la envolvente de un edificio situado en Madrid en unidades porcentuales relativas al 100% obtenido con la orientación e inclinación óptimas
Fuente: LA ENVOLVENTE FOTOVOLTAICA EN LA ARQUITECTURA

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.

2.1.2 Datos meteorológicos del emplazamiento.

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 de la batería de generadores (orientación, inclinación y sombras) determina el grado de aprovechamiento de dicho potencial.

Los datos meteorológicos de partida, correspondientes a la provincia de Madrid, para efectuar las fases previas de cálculo de una instalación solar fotovoltaica son los siguientes:

	T amb [ºC]	$I_{HG(0º,0º)}$ [kWh/m^2]	$I_{PG(31º,6º)}$ [kWh/m^2]
ENERO	6	65,9	107,6
FEBRERO	8	76,9	106,8
MARZO	11	141	177,8
ABRIL	13	152,9	164,1
MAYO	18	203,9	199
JUNIO	23	222,9	207,1
JULIO	28	229,9	217,7
AGOSTO	26	201	207,9
SEPTIEMBRE	21	149,9	176,4
OCTUBRE	15	105	140,9
NOVIEMBRE	11	63,9	96,9
DICIEMBRE	7	48,9	78,5
AÑO	15,6	1662,3	1880,4

Tabla 10: Datos meteorológicos correspondientes a la ciudad de Madrid en un día medio de cada mes
Fuente: PVSYST 5.0

Siendo:

T_{amb}: Temperatura ambiente media durante las horas de Sol en ºC.
I_{HG}: Valor medio mensual y anual de la irradiación global sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en kW.h/m^2.
I_{PG}: Valor medio mensual y anual, en kW.h/m^2, de la irradiación global sobre un metro cuadrado de superficie en el plano receptor con la inclinación óptima del emplazamiento (31º) y el azimut correspondiente a su ubicación (6º).

2.1.3 Estimación de la rentabilidad económica del proyecto

A partir de éstos datos podemos realizar una estimación de los ingresos anuales en base a datos obtenidos mediante la experiencia adquirida a través de instalaciones que ya llevan varios años de funcionamiento. Estos datos son:

- **Superficie de captación de los paneles solares**: Está estipulada en un 80% de la superficie ocupada por la batería de generadores.

$$462{,}84\text{m}^2 \times 0{,}8 = \mathbf{370{,}272\text{m}^2}$$

- **Rendimiento de los paneles solares:** Está comprendida entre un 11 y un 16%, según la tecnología de células solares utilizada. Para instalaciones sobre cubierta es conveniente escoger módulos fotovoltaicos con una alta eficiencia debido a la limitación de superficie disponible que existe. Así pues, trataremos de escoger un módulo cuya eficiencia gire en torno al **15%**.
- **Pérdida de eficacia de los paneles solares**: La mayoría de los constructores de módulos fotovoltaicos aseguran una pérdida máxima de eficacia en sus paneles del 20% en 25 años de funcionamiento. Si repartimos ésta pérdida en 25 años tenemos unas pérdidas medias anuales de eficacia en los paneles de un 0,8%, o lo que es lo mismo, un factor de pérdidas de 1-0.008= 0,992 anual. Considerando que este factor de pérdidas se incrementa cada año en la misma cantidad, podemos estimar un factor de pérdidas medio durante los 25 primeros años de vida de la instalación.

$$\frac{1+\sum_{n=2}^{n=25} 0{,}992\cdot(n-1)}{25} = \frac{1+0.992+0.984\ldots\ldots\ldots.}{25} = \mathbf{0{,}904}$$

- **Factor de Rendimiento (PR)**: Es la relación entre la energía neta generada por la instalación y la entregada por ésta. Este coeficiente suele estar situado alrededor de **0,75** para el tipo de instalación que nos ocupa.
- **Relación entre potencia pico y superficie de captación de paneles**: La mayoría de los fabricantes de paneles solares estiman ésta cifra alrededor de:

145Wp/m^2

- **Precio de tarificación del kWh.**: Tal como se explica en el apartado 1.7.1 (Instalaciones generadoras interconectadas), el precio actual de tarificación se encuentra en:

0,11€/kWh

Con éstos datos podemos estimar los ingresos anuales que supuestamente se obtendrían:

$$ING = 1880{,}4\frac{kWh}{m^2\cdot año}\cdot 370{,}272m^2\cdot 0{,}15\cdot 0{,}75\cdot 0{,}904\cdot 0{,}11\frac{€}{kWh} \Longrightarrow$$

$$ING = 10.385{,}4\frac{€}{año}$$

En el apartado 1.6.3.2 (Análisis de costes), se menciona que para una instalación sobre tejado, los costes de inversión estimados para el año 2.010 se sitúan en una horquilla con límite inferior en 2,59 €/Wp y límite superior en 3,19 €/Wp. Otras fuentes del sector ofrecen horquillas entre 3 y 3,68 €/Wp.

Con éstos datos podemos estimar los costes de inversión que nos ocasionaría el proyecto:

$$coste\ max. = 3{,}68\frac{€}{Wp} \cdot 145\frac{Wp}{m^2} \cdot 370{,}272m^2 = 197.577€$$
$$coste\ min. = 2{,}59\frac{€}{Wp} \cdot 145\frac{Wp}{m^2} \cdot 370{,}272m^2 = 139.055€$$

En caso de que sea necesaria una financiación ajena tenemos que incluir los costes que ello conlleva. El tipo de interés que solicitan actualmente las entidades financieras está en torno al 6%, con plazo máximo de amortización del capital de 15 años y un máximo de financiación del 80%. Así pues:

Capital máximo financiado: 197.577*0,8 = 158.061€

Amortización máxima anual del capital financiado: 158.061/15 = 10.537,4

Para calcular los intereses totales máximos abonados tras los 15 años de financiación se ha utilizado una tabla de cálculo de Excel aplicando la siguiente fórmula:

$$I_T = \sum_{n=1}^{n=15} C - \big(A \cdot (n-1)\big) \cdot i = 75.869{,}76€$$

Ecuación 9: Interés total abonado durante todo el periodo de financiación.

Donde:
I_T = Interés total satisfecho al cabo de n años
C = Capital financiado = 158.061 €
A= Amortización anual del préstamo = 10.537,4 €
i= Tasa de interés de la amortización = 0,06
n = Número de años de amortización del préstamo = 15

Coste total máximo: 197.577+75.870 = 273.447 €

Coste anual máximo: 273.447/25 = 10.938 €/año

Beneficio anual mínimo: 10.385,4-10.938 = -552,6 €/año

Capital mínimo financiado: 139.055*0,8 = 111.244

Amortización mínima anual del capital financiado: 111.244/15 = 7.416,27€

Intereses totales mínimos abonados tras los 15 años de financiación:

$$I_T = \sum_{n=1}^{n=15} C - \left(A \cdot (n-1)\right) \cdot i = 53.397{,}12€$$

Donde:

I_T = Interés total satisfecho al cabo de n años
C = Capital financiado = 111.244 €
A= Amortización anual del préstamo = 7.416,27 €
i= Tasa de interés de la amortización = 0,06
n = Número de años de amortización del préstamo = 15

Coste total mínimo: 139.055+53.397 = 192.452 €

Coste anual mínimo: 192.452/25 = 7.698 €/año

Beneficio anual máximo: 10.385,4-7.698 = 2.687,4 €/año

Dividiendo el capital aportado por medios propios entre el beneficio anual estimado podemos determinar el tiempo de retorno de la inversión.

$$periodo\ \min.\ de\ retorno = \frac{139.055€ \cdot 0{,}2}{2.687{,}4\,\frac{€}{año}} = 10{,}35\ años$$

Tras los resultados mostrados, y a falta de un estudio económico exhaustivo se puede comprobar que, en el mejor de los casos, obtendríamos unos beneficios anuales netos de 2.687 € y un periodo de retorno de la inversión de 10,35 años.

A la vista de los resultados obtenidos tras ésta primera estimación, se llega a la conclusión de que **el proyecto no resulta económicamente rentable**, pues el riesgo que hay que correr es muy alto para obtener unos beneficios muy bajos, para el mejor de los casos.

A partir de éste punto y a la vista de la conclusión anteriormente tomada deberíamos de dar por finalizado el proyecto pero, por las circunstancias que se comentan en el prólogo de éste documento y con la esperanza de que en un futuro no muy lejano se vuelva a cambiar la normativa en favor de las energías renovables, se decide continuar con el estudio completo.

Una vez que desarrollemos el proyecto en toda su extensión, y tengamos los datos exactos para poder realizar un estudio económico completo, calcularemos parámetros económico-financieros importantes como el VAN y el TIR para determinar con mayor precisión la viabilidad económica del proyecto.

2.2 CÁLCULO DE LA DISTANCIA ENTRE FILAS DE MÓDULOS.

[6] Cualquier obstáculo natural o artificial que se interponga en la trayectoria de los rayos del Sol y los paneles producirá un sombreado sobre estos. También existe el riesgo de que, si las diferentes filas de paneles están demasiado cerca unas de otras, a determinadas horas y en determinados momentos del año, una fila puede afectar con su sombra a la fila posterior.

Para evitar el indeseable efecto del sombreado, es necesario calcular con precisión las longitudes y direcciones de las sombras de aquellos obstáculos que pueden afectar a los paneles en la época más desfavorable del año, entendiendo como tal aquélla en la cual las sombras proyectadas sobre los paneles alcanzan su mayor longitud. En el caso de paneles ubicados sobre una superficie horizontal, la época más desfavorable coincide con el solsticio de invierno (entre el 22 y el 23 de Diciembre para el hemisferio Norte), mientras que si los paneles están ubicados, por ejemplo, en una superficie vertical, dispuestos a modo de toldos, la época más desfavorable a efectos de sombreado será el solsticio de verano (entre el 20 y el 21 de Junio para el hemisferio Norte).

En un instante en que el Sol se encuentra en una posición definida por su **azimut (Ψ_s)** y su **altura (γ_s)**, la longitud sobre el suelo horizontal de la sombra de un objeto de altura (h) será:

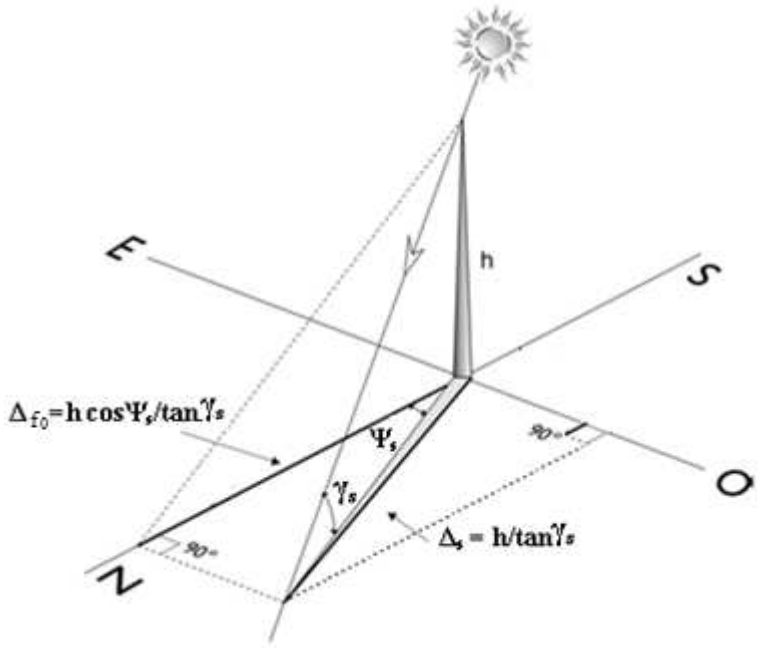


Figura 70: Proyección de la sombra producida por un obstáculo de altura h sobre plano horizontal.
Fuente: UNED. Curso experto profesional en energía solar.

$$\Delta_S = \frac{h}{\tan \gamma_s}$$

Ecuación 10: Longitud de la sombra proyectada por un objeto sobre suelo horizontal

En el caso frecuente de existir varias filas de paneles paralelas entre sí y orientados al Ecuador (Ψ=0), (h) será la altura del punto más alto de una fila con relación al punto más bajo de la fila inmediatamente posterior siendo (Δ_{f0}) la distancia horizontal entre ambos puntos.

$$\Delta_{f0} = \frac{h \cdot \cos \psi_s}{\tan \gamma_s}$$

Ecuación 11: Distancia entre la proyección del lado más alto de una fila de paneles orientados al Ecuador sobre la horizontal y el lado más bajo de la fila de paneles posterior.

Para que no exista sombreado, ésta distancia mínima entre filas o columnas, deberá de ser mayor que el valor (Δ_{f0}).

Pero si somos aún más rigurosos, deberemos de tener en cuenta también que, por diversas razones, algunos paneles puede que no se encuentren orientados justamente hacia el Ecuador, entonces diremos, al igual que ocurre con el azimut del Sol, que el **ángulo de azimut del panel (ψ)** será **positivo** si se encuentra orientado hacia el **Oeste** y **negativo** hacia el **Este**.

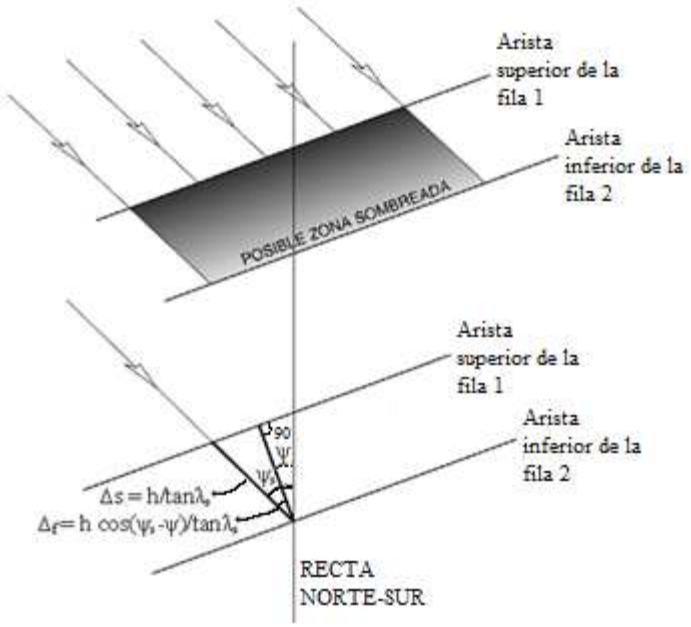


Figura 71: Zona sombreada entre dos filas de paneles.
Fuente: UNED. Curso experto profesional en energía solar.

En éste caso las fórmulas anteriores quedarían:

$$\Delta_f = \frac{h \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan \gamma_s}$$

Ecuación 12: Distancia entre la proyección del lado más alto de una fila de paneles sobre la horizontal y el lado más bajo de la fila de paneles posterior.

Donde:

ψ es el ángulo de giro del panel sobre el eje acimutal con respecto al meridiano del lugar.

Si se desea obtener la expresión de la **distancia horizontal (d_f) entre las bases de las filas de paneles proyectada sobre la horizontal**, bastará sumar el término correspondiente a la proyección de la longitud (l) del panel y sustituir (h) por su valor, quedando:

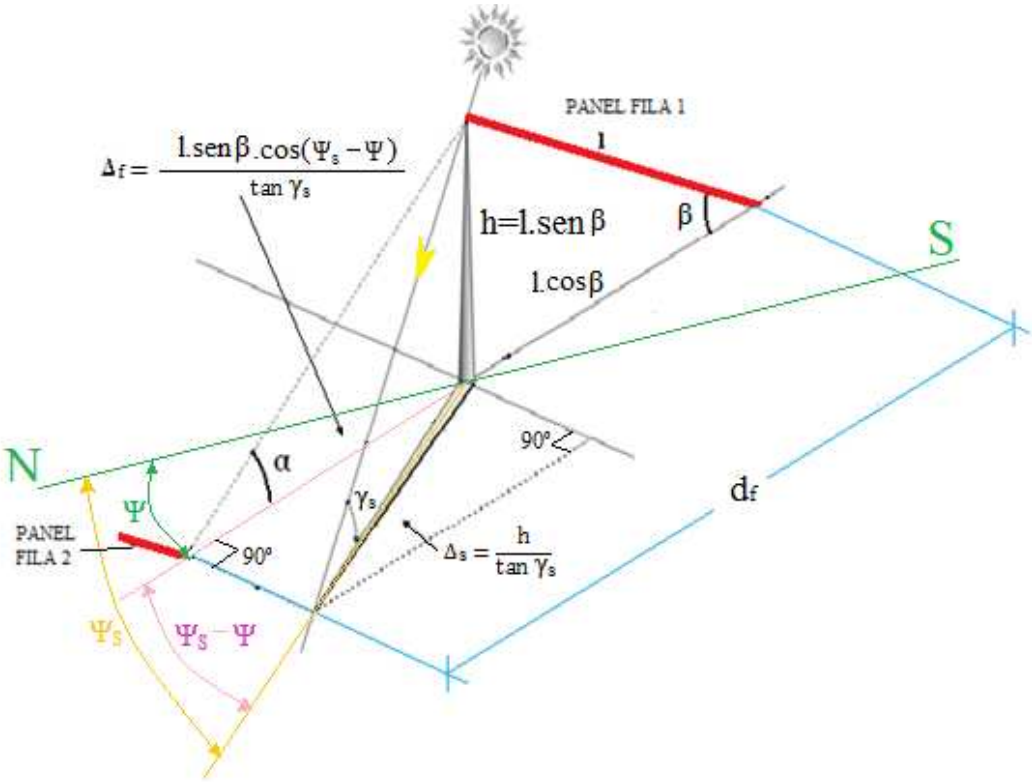


Figura 72: Distancia entre bases de filas de paneles sobre superficie horizontal.
Fuente: CENSOLAR.

$$d_f = \frac{l \cdot \sin\beta \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan \gamma_s} + l \cdot \cos\beta \quad \Rightarrow$$

$$d_f = l \cdot \left[\frac{\sin\beta \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan \gamma_s} + \cos\beta\right]$$

Ecuación 13: Distancia entre bases de filas de paneles sobre la horizontal.

En el caso, que se da con cierta frecuencia, de que la fila de captadores se disponga sobre un **suelo inclinado (β_1º)** sobre la horizontal y orientado de forma **perpendicular hacia el ecuador (Ψ=0)**, resultará más práctico conocer, en lugar de la distancia (d) proyectada sobre la horizontal, la **distancia ($d_{1,0}$) entre las filas, medida sobre la propia superficie inclinada**.

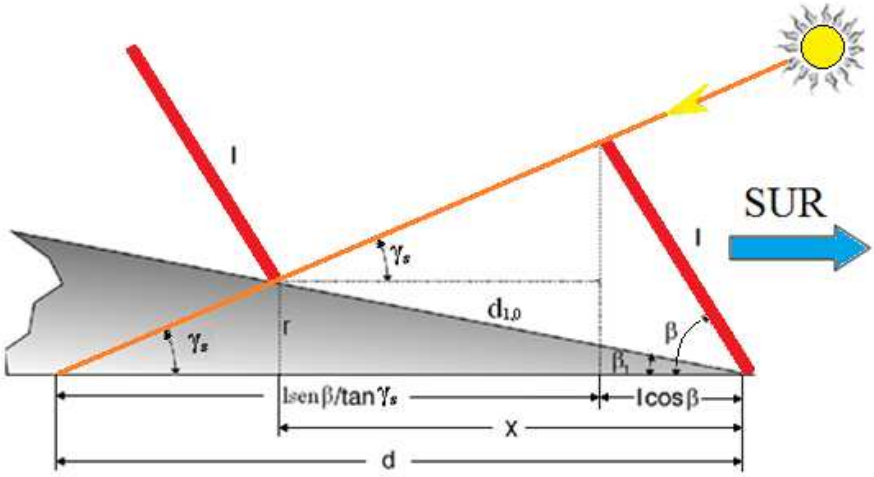


Figura 73: Distancia medida entre bases de paneles sobre una superficie inclinada (β_1º) de la horizontal con azimut solar y de panel de 0º.
Fuente: CENSOLAR.

$$\tan\beta_1 = \frac{r}{X} \Longrightarrow \qquad r = X \cdot \tan\beta_1$$

$$\tan\gamma_s = \frac{r}{l \cdot \left[\frac{\sin\beta}{\tan\gamma_s} + \cos\beta\right] - X} \qquad \Rightarrow \qquad r = \left[l \cdot \left[\frac{\sin\beta}{\tan\gamma_s} + \cos\beta\right] - X\right] \cdot \tan\gamma_s$$

$$X \cdot \tan\beta_1 = l \cdot \tan\gamma_s \left[\frac{\sin\beta}{\tan\gamma_s} + \cos\beta\right] - X \cdot \tan\gamma_s \quad \Rightarrow$$

$$X \cdot (\tan\beta_1 + \tan\gamma_s) = l \cdot \tan\gamma_s \left[\frac{\sin\beta}{\tan\gamma_s} + \cos\beta\right] \quad \Rightarrow$$

$$X = \frac{l \cdot \tan\gamma_s \left[\frac{\sin\beta}{\tan\gamma_s} + \cos\beta\right]}{(\tan\beta_1 + \tan\gamma_s)} = \frac{l \cdot [\sin\beta + \cos\beta \cdot \tan\gamma_s]}{\tan\beta_1 + \tan\gamma_s}$$

$$d_{1,0} = \frac{X}{\cos\beta_1} \quad \Rightarrow \quad d_{1,0} = \frac{l}{\cos\beta_1} \cdot \left[\frac{\sin\beta + \cos\beta \cdot \tan\gamma_s}{\frac{\sin\beta_1}{\cos\beta_1} + \tan\gamma_s}\right] \quad \Rightarrow$$

$$d_{1,0} = l \cdot \left[\frac{\sin\beta + \cos\beta \cdot \tan\gamma_s}{\sin\beta_1 + \tan\gamma_s \cdot \cos\beta_1}\right]$$

Ecuación 14: Distancia entre bases de paneles sobre superficie inclinada con azimut solar y de panel 0º

Siendo:

$\boldsymbol{\beta_1}$ Ángulo de inclinación del suelo sobre la horizontal

La anterior expresión se refiere a la distancia mínima entre las bases de paneles en filas consecutivas medidas sobre una superficie inclinada (β_1°) sobre la horizontal y orientadas perpendicularmente hacia el Ecuador (Ψ=0) en el mediodía solar, donde el azimut solar (Ψ_s) es de 0º.

Si queremos obtener dicha distancia en paneles con una orientación ($\Psi \neq 0$), y un azimut solar ($\Psi_s \neq 0$), deberemos de realizar las siguientes sustituciones:

- El ángulo (α) de la **Figura 72**, es diferente de la altura solar (γ_s).

$$\tan\alpha = \frac{h}{\Delta_f} = \frac{h}{h \cdot \frac{\cos(\Psi_s - \Psi)}{\tan\gamma_s}} \Longrightarrow$$

$$\tan\alpha = \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}$$

Operando del mismo modo que se ha hecho con la **Figura 73**: Distancia medida entre bases de paneles sobre una superficie inclinada (β1º) de la horizontal con azimut solar y de panel de 0º. y utilizando los nuevos valores obtenidos en el párrafo anterior, llegamos a la **Ecuación General para la distancia entre dos paneles de filas consecutivas medida sobre un plano inclinado (β_1º) de la horizontal.**

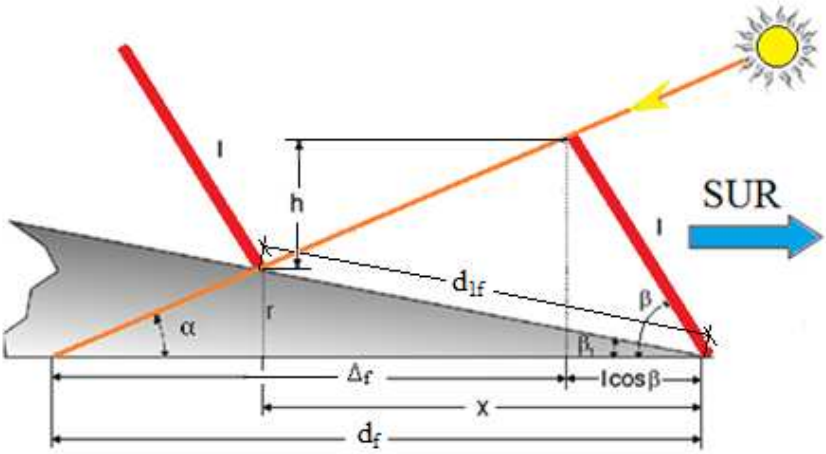


Figura 74: Distancia entre bases de paneles de dos filas consecutivas sobre una superficie inclinada (β_1º) de la horizontal con azimut solar (Ψ_s) y de panel (Ψ).
Fuente: CENSOLAR.

$$\tan\beta_1 = \frac{r}{X} \Longrightarrow \qquad r = X \cdot \tan\beta_1$$

$$\tan\alpha = \frac{r}{(\Delta_f + l\cdot\cos\beta) - X} \qquad \Rightarrow \qquad r = [(\Delta_f + l\cdot\cos\beta) - X]\cdot\tan\alpha$$

$$X\cdot\tan\beta_1 = [(\Delta_f + l\cdot\cos\beta) - X]\cdot\tan\alpha \quad \Rightarrow$$

$$X\cdot(\tan\beta_1 + \tan\alpha) = (\Delta_f + l\cdot\cos\beta)\cdot\tan\alpha \quad \Rightarrow$$

$$X = \frac{(\Delta_f + l\cdot\cos\beta)\cdot\tan\alpha}{(\tan\beta_1 + \tan\alpha)}$$

$$d_{1f} = \frac{X}{\cos\beta_1} \quad \Rightarrow \quad d_{1f} = \frac{(\Delta_f + l\cdot\cos\beta)\cdot\tan\alpha}{\cos\beta_1\cdot(\tan\beta_1 + \tan\alpha)}$$

$$\Delta_f = \frac{l\cdot\sin\beta\cdot\cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} \qquad \tan\alpha = \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}$$

$$d_{1f} = \frac{\left[\frac{l\cdot\sin\beta\cdot\cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + l\cdot\cos\beta\right]\cdot\frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}}{\cos\beta_1\cdot\left(\frac{\sin\beta_1}{\cos\beta_1} + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}\right)} \Longrightarrow$$

$$d_{1f} = l\cdot\left[\frac{\left(\frac{\sin\beta\cdot\cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + \cos\beta\right)\cdot\frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}\cdot\cos\beta_1}\right]$$

Ecuación 15: Distancia entre bases de filas de paneles dispuestos sobre un plano inclinado

Siendo:

β1: Ángulo de inclinación del suelo sobre la horizontal en la componente N-S.
β: Inclinación del panel.
Ψs: Azimut solar.
Ψ: Azimut del panel

Esta última es la fórmula general que nos servirá para calcular la distancias entre filas para cualquier configuración de un generador solar

Ahora bien, ésta fórmula, se puede particularizar para cada uno de los casos que se plantean como se detalla a continuación.

2.2.1 Cálculo de la distancia entre filas de paneles con soportes fijos.

Para un generador solar fotovoltaico con estructuras soporte fijas e instaladas sobre una cubierta inclinada, no podemos hacer ninguna particularización puesto que por exigencias de la orientación de la propia cubierta, es posible que no se puedan orientar

los paneles en la dirección Sur (Ψ≠0), de manera que la ecuación a utilizar será la ecuación general Ecuación 15: Distancia entre bases de filas de paneles dispuestos sobre un plano inclinado.

Para un generador solar fotovoltaico con estructuras soporte fijas e instaladas sobre suelo, sobre cubierta inclinada orientada al Sur o sobre azotea, las particularizaciones que podemos hacer son las siguientes:

- Los paneles se encuentran orientados hacia el Ecuador por ser ésta la posición que permite captar más energía fotovoltaica en las horas centrales del día y durante todo el año. De manera que: $\psi = 0$ y por lo tanto.

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\beta \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + \cos\beta \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)} \cdot \cos\beta_1} \right] \Longrightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\beta \cdot \cos\psi_s}{\tan\gamma_s} + \cos\beta \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s} \cdot \cos\beta_1} \right]$$

Ecuación 16:Distancia entre filas de paneles orientados hacia el Ecuador.

- Si la inclinación de la superficie (β_1) es de 0º, tenemos que seno β_1= 0 y cos β_1= 1:

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\beta \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + \cos\beta \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)} \cdot \cos\beta_1} \right] \Longrightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\sin\beta \cdot \cos\psi_s}{\tan\gamma_s} + \cos\beta \right]$$

Ecuación 17: Distancia entre filas de paneles sobre suelo horizontal.

2.2.2 Cálculo de la distancia entre filas de soportes con seguimiento cenital.

Los seguidores solares, solamente se montan sobre suelo o sobre una azotea horizontal, debido a su incremento de peso y a su complejidad de montaje sobre una cubierta inclinada

Teniendo en cuenta lo anterior, en éste tipo de seguimiento, tenemos las siguientes particularidades:

- La superficie del panel realiza un seguimiento continuo de la altura solar de tal forma que el ángulo formado por la normal a la superficie del panel con la

horizontal coincide en todo momento con la altura solar. Siendo así, debemos de considerar que la inclinación de los paneles (β) cambia de valor en relación con la altura solar, de manera que se cumple en todo momento que la inclinación de la superficie (β) es igual al ángulo cenital del sol (θ_s), y por tanto, como $\theta_s = 90-\gamma_s$ tendremos que:

$$\beta = 90 - \gamma_s \Longrightarrow \begin{cases} \sin\beta = \cos\gamma_s \\ \cos\beta = \sin\gamma_s \end{cases}$$

- Por otro lado, los paneles se encuentran orientados hacia el Ecuador por los mismos motivos del caso anterior. De manera que: $\psi = 0$.

Con éstas consideraciones obtenemos la fórmula para calcular la distancia entre filas para soportes con seguimiento cenital.

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\beta \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + \cos\beta \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)} \cdot \cos\beta_1} \right] \Longrightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\cos\gamma_s \cdot \cos\psi_s}{\tan\gamma_s} + \sin\beta \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s} \cdot \cos\beta_1} \right]$$

Ecuación 18: Distancia entre filas de paneles con seguimiento cenital.

- Si el montaje de los paneles se realiza sobre una azotea tenemos que añadir que (β1) = 0º, de manera que seno β1=0 y cos β1= 1, con lo que la ecuación quedaría:

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\beta \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + \cos\beta \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)} \cdot \cos\beta_1} \right] \Longrightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\cos\gamma_s}{\frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s}} \right] \Longrightarrow d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\cos\gamma_s \cdot \cos\psi_s}{\frac{\sin\gamma_s}{\cos\gamma_s}} \right] \Longrightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\cos^2\gamma_s \cdot \cos\psi_s}{\sin\gamma_s} \right]$$

Ecuación 19: Distancia entre filas de paneles con seguimiento cenital sobre suelo horizontal.

2.2.3 Cálculo de la distancia entre filas y columnas de soportes con seguimiento polar.

Para éste tipo de seguimiento debemos de tener en cuenta que:

- La superficie del panel realiza un seguimiento continuo del acimut solar girando sobre un eje inclinado (β) grados sobre la horizontal en la dirección N-S de tal forma que el ángulo formado por la normal a la superficie del panel coincide en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol. Siendo así, debemos de considerar que la orientación polar de los paneles (σ_p) cambia de valor en relación con el azimut solar, de manera que se cumple en todo momento que la orientación polar de la superficie (σ_p) es igual al ángulo acimutal del Sol (Ψ_s). $\sigma_p = \Psi_s$
- La orientación acimutal del panel será: $\psi = 0$

Con éstas particularidades obtenemos:

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\beta \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + \cos\beta \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)} \cdot \cos\beta_1} \right] \Longrightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\beta \cdot \cos\psi_s}{\tan\gamma_s} + \cos\beta \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s} \cdot \cos\beta_1} \right]$$

Ecuación 20: Distancia entre filas de paneles con seguimiento polar.

$$d_{1c} = s \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\sigma_p \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + \cos\sigma_p \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}}{\sin\beta_2 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)} \cdot \cos\beta_2} \right] \Longrightarrow$$

$$d_{1c} = s \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\Psi_s \cdot \cos\psi_s}{\tan\gamma_s} + \cos\Psi_s \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s}}{\sin\beta_2 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s} \cdot \cos\beta_2} \right] \Longrightarrow$$

$$d_{1c} = s \cdot \left[\frac{(\sin\Psi_s + \tan\gamma_s)}{\sin\beta_2 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s} \cdot \cos\beta_2} \right]$$

Ecuación 21: Distancia entre columnas de paneles con seguimiento polar.

- Si el montaje de los paneles se realiza sobre una azotea tenemos que añadir que (β_1) = (β_2).= 0º, de manera que seno β_1= seno β_2= 0 y cos β_1= cos β_2= 1, con lo que las ecuaciones quedarían:

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\beta \cdot \cos\psi_s}{\tan\gamma_s} + \cos\beta \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s} \cdot \cos\beta_1} \right] = l \cdot \left[\frac{\frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s}}{\frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s}} \right] \Rightarrow$$

$$d_{1f} = l$$

Ecuación 22: Distancia entre filas de paneles con seguimiento polar sobre suelo horizontal.

$$d_{1c} = s \cdot \left[\frac{(\sin\Psi_s + \tan\gamma_s)}{\sin\beta_2 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s} \cdot \cos\beta_2} \right] \Rightarrow$$

$$d_{1c} = s \cdot \left[\frac{(\sin\Psi_s + \tan\gamma_s)}{\frac{\tan\gamma_s}{\cos\psi_s}} \right]$$

Ecuación 23: Distancia entre columnas de paneles con seguimiento polar sobre suelo horizontal.

2.2.4 Cálculo de la distancia entre filas de soportes con seguimiento acimutal.

- La orientación acimutal del panel será en todo momento igual al acimut solar: $\Psi = \Psi_s$ de manera que $\cos(\Psi_s - \Psi) = \cos 0 = 1$

Aplicando éstas condiciones en la fórmula general tendremos:

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\beta \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + \cos\beta \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)} \cdot \cos\beta_1} \right] \Rightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\sin\beta + \cos\beta \cdot \tan\gamma_s}{\sin\beta_1 + \tan\gamma_s \cdot \cos\beta_1} \right]$$

Ecuación 24: Distancia entre filas de paneles con seguimiento acimutal.

- Si el montaje de los paneles se realiza sobre una azotea tenemos que añadir que (β_1) = 0º, de manera que seno β_1= 0 y cos β_1= 1, con lo que la ecuación quedaría:

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\sin\beta + \cos\beta \cdot \tan\gamma_s}{\sin\beta_1 + \tan\gamma_s \cdot \cos\beta_1} \right] = l \cdot \left[\frac{\sin\beta + \cos\beta \cdot \tan\gamma_s}{\tan\gamma_s} \right] \Rightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\sin\beta + \cos\beta \cdot \tan\gamma_s}{\tan\gamma_s}\right]$$

Ecuación 25: Distancia entre filas de paneles con seguimiento acimutal sobre suelo horizontal.

2.2.5 Cálculo de la distancia entre filas de soportes con seguimiento en dos ejes (acimutal y cenital).

Para ello sumamos las particularizaciones que correspondan a cada caso.

- La orientación acimutal del panel será en todo momento igual al acimut solar: $\Psi = \Psi_s$ de manera que $\cos(\Psi_s - \Psi) = \cos 0 = 1$.
- la inclinación de la superficie (β) es igual al ángulo cenital del sol (θ), y por tanto, como $\theta_s = 90-\lambda_s$ tendremos que:

$$\beta = 90 - \gamma_s \Longrightarrow \begin{cases} \sin\beta = \cos\gamma_s \\ \cos\beta = \sin\gamma_s \end{cases}$$

Aplicando éstas condiciones en la fórmula general tendremos:

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\beta \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + \cos\beta\right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)} \cdot \cos\beta_1}\right] \Longrightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\cos\gamma_s}{\tan\gamma_s} + \sin\gamma_s\right) \cdot \tan\gamma_s}{\sin\beta_1 + \tan\gamma_s \cdot \cos\beta_1}\right] = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\cos^2\gamma_s}{\sin\gamma_s} + \sin\gamma_s\right) \cdot \frac{\sin\gamma_s}{\cos\gamma_s}}{\sin\beta_1 + \tan\gamma_s \cdot \cos\beta_1}\right] \Longrightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\cos\gamma_s + \frac{\sin^2\gamma_s}{\cos\gamma_s}}{\sin\beta_1 + \tan\gamma_s \cdot \cos\beta_1}\right]$$

Ecuación 26: Distancia entre filas de paneles con seguimiento acimutal y cenital.

- Si el montaje de los paneles se realiza sobre una azotea tenemos que añadir que $(\beta_1) = 0º$, de manera que seno $\beta_1 = 0$ y cos $\beta_1 = 1$, con lo que la ecuación quedaría:

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\cos\gamma_s + \frac{\sin^2\gamma_s}{\cos\gamma_s}}{\sin\beta_1 + \tan\gamma_s \cdot \cos\beta_1}\right] = l \cdot \left[\frac{\cos\gamma_s + \frac{\sin^2\gamma_s}{\cos\gamma_s}}{\tan\gamma_s}\right] \Rightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\cos\gamma_s + \frac{\sin^2\gamma_s}{\cos\gamma_s}}{\frac{\sin\gamma_s}{\cos\gamma_s}} \right] = l \cdot \left[\frac{\cos^2\gamma_s + \sin^2\gamma_s}{\sin\gamma_s} \right] \Rightarrow$$

$$d_{1f} = \frac{l}{\sin\gamma_s}$$

Ecuación 27: Distancia entre filas de paneles con seguimiento acimutal y cenital sobre suelo horizontal.

2.2.6 Cálculo de la distancia entre filas y columnas de soportes con seguimiento en dos ejes (polar y cenital).

Nuevamente sumamos las particularizaciones de cada caso.

- la inclinación de la superficie (β) es igual al ángulo cenital del sol (θ_s), y por tanto, como $\theta_s = 90-\lambda_s$ tendremos que:

$$\beta = 90 - \gamma_s \Longrightarrow \begin{cases} \sin\beta = \cos\gamma_s \\ \cos\beta = \sin\gamma_s \end{cases}$$

- La superficie del panel realiza un seguimiento continuo del acimut solar por lo que en todo momento el valor de la orientación polar del panel será $\sigma_p = \Psi_s$
- La orientación acimutal del panel será: $\Psi = 0$

Aplicando éstas condiciones en las fórmulas generales tendremos:

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\beta \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + \cos\beta \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)} \cdot \cos\beta_1} \right] \Longrightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\cos\gamma_s \cdot \cos\Psi_s}{\tan\gamma_s} + \sin\gamma_s \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos\Psi_s}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos\Psi_s} \cdot \cos\beta_1} \right] \Longrightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\cos\gamma_s + \frac{\sin^2\gamma_s}{\cos\gamma_s \cdot \cos\Psi_s}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos\Psi_s} \cdot \cos\beta_1} \right]$$

Ecuación 28: Distancia entre filas de paneles con seguimiento polar y cenital.

$$d_{1c} = s \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\sigma_p \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + \cos\sigma_p \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}}{\sin\beta_2 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)} \cdot \cos\beta_2} \right] \Rightarrow$$

$$d_{1c} = s \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin \psi_s \cdot \cos \Psi_s}{\tan \gamma_s} + \cos \psi_s \right) \cdot \frac{\tan \gamma_s}{\cos \Psi_s}}{\sin \beta_2 + \frac{\tan \gamma_s}{\cos \Psi_s} \cdot \cos \beta_2} \right] \Rightarrow$$

$$d_{1c} = s \cdot \left[\frac{\sin \psi_s + \tan \gamma_s}{\sin \beta_2 + \frac{\tan \gamma_s}{\cos \Psi_s} \cdot \cos \beta_2} \right]$$

Ecuación 29: Distancia entre columnas de paneles con seguimiento polar y cenital.

- Si el montaje de los paneles se realiza sobre una azotea tenemos que añadir que (β_1) = (β_2).= 0º, de manera que seno β_1= seno β_2= 0 y cos β_1= cos β_2= 1, con lo que las ecuaciones quedarían:

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\cos \gamma_s + \frac{\sin^2 \gamma_s}{\cos \gamma_s \cdot \cos \Psi_s}}{\sin \beta_1 + \frac{\tan \gamma_s}{\cos \Psi_s} \cdot \cos \beta_1} \right] = l \cdot \left[\frac{\cos \gamma_s + \frac{\sin^2 \gamma_s}{\cos \gamma_s \cdot \cos \Psi_s}}{\frac{\tan \gamma_s}{\cos \Psi_s}} \right] \Rightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\cos \gamma_s \cdot \cos \Psi_s + \frac{\sin^2 \gamma_s}{\cos \gamma_s}}{\tan \gamma_s} \right] = l \cdot \left[\frac{\cos \gamma_s \cdot \cos \Psi_s + \frac{\sin^2 \gamma_s}{\cos \gamma_s}}{\frac{\sin \gamma_s}{\cos \gamma_s}} \right] \Rightarrow$$

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\cos^2 \gamma_s \cdot \cos \Psi_s + \sin^2 \gamma_s}{\sin \gamma_s} \right]$$

Ecuación 30: Distancia entre filas de paneles con seguimiento polar y cenital sobre suelo horizontal.

$$d_{1c} = s \cdot \left[\frac{\sin \psi_s + \tan \gamma_s}{\sin \beta_2 + \frac{\tan \gamma_s}{\cos \Psi_s} \cdot \cos \beta_2} \right] = s \cdot \left[\frac{(\sin \psi_s + \tan \gamma_s)}{\frac{\tan \gamma_s}{\cos \Psi_s}} \right] \Rightarrow$$

$$d_{1c} = \frac{s \cdot \cos \Psi_s}{\tan \gamma_s} \cdot (\sin \psi_s + \tan \gamma_s)$$

Ecuación 31: Distancia entre columnas de paneles con seguimiento polar y cenital sobre suelo horizontal.

En la práctica, solamente es necesario utilizar las expresiones generales anteriores a partir de posiciones del Sol determinadas por su azimut (Ψ_s) y su altura (γ_s), que hagan que el ángulo (θ) que forma el rayo con la recta normal a la superficie del panel sea inferior a un cierto valor. Para ángulos mayores, los rayos inciden tan oblicuos con

respecto a la superficie del panel que la componente de la radiación directa proyectada sería tan pequeña que poco importaría que se produjese o no sombreado.

La expresión para dicho ángulo es:

$$\cos\theta = \cos\gamma_s \cdot \cos(\psi_s - \psi) \cdot \sin\beta + \sin\gamma_s \cdot \cos\beta$$

Ecuación 32: Ángulo formado por el rayo y la normal al plano de superficie del panel.

Un criterio razonable es exigir que $\cos\theta \geq 0.13$ ($\theta \leq 82.5$) para paneles fotovoltaicos.

También es preciso tener en cuenta otra limitación a la hora de calcular la distancia entre paneles (d), referente a los posibles valores mínimos de la altura solar (γ_s). Evidentemente las sombras serán más largas para alturas solares muy pequeñas, pero en la práctica para alturas solares muy bajas, aún en condiciones de cielo muy claro y sin ningún obstáculo en el horizonte, la irradiancia solar directa es muy pequeña, debido a que los rayos deben recorrer un camino en la atmósfera muy largo (deben atravesar una gran masa de aire), y son absorbidos y dispersados fuertemente.

Una altura solar inferior a 7º (para captadores térmicos) y a 4º (para paneles fotovoltaicos) se puede considerar prácticamente inútil a efectos de aprovechamiento energético, y no debe ser tenida en cuenta para el cálculo de posibles sombras.

Generalmente, dicha altura mínima a considerar será bastante superior (el doble o más), debido a que, excepto en el caso de horizontes marinos, en el horizonte casi siempre hay obstáculos naturales o artificiales que impiden ver el Sol cuando éste se encuentra a baja altura.

El valor límite de 4º para la altura solar, aplicable en caso de que el horizonte sea totalmente llano, implicará distancias entre filas muy grandes, que no siempre pueden llevarse a la práctica por falta de suficiente espacio para ubicar la batería de generadores.

Como recomendación práctica, válida para latitudes en torno a 40º (válido para toda la península), al menos debería exigirse una distancia entre filas que garantice la ausencia de sombras parciales durante un intervalo de cuatro horas de duración en el día del solsticio de invierno. Esta regla, en el caso de paneles orientados hacia el Ecuador, implica el aprovechamiento máximo de la energía desde las 10 a.m. hasta las 2 p.m. (horas solares) de dicho día.

Para otras latitudes se recomienda garantizar un número de horas sin sombra mínimo igual a 14-λ/4.

Una vez haya sido determinada dicha altura solar mínima, se pueden consultar las tablas azimut-altura (Anexo 7.3), editadas por diferentes organismos, o bien, haciendo uso de las fórmulas generales que relacionan ambas variables (normalmente mediante un

programa de ordenador), se halla el valor del azimut que corresponda a dicha altura mínima. Con dicho par de variables (Ψ_s y γ_s), ya se puede determinar (d).

La relación general entre éstas variables está definida por las siguientes ecuaciones.

$$\sin\gamma_s = \cos\lambda \cdot \cos\delta \cdot \cos\omega + \sin\lambda \cdot \sin\delta$$

Ecuación 33: Cálculo de la altura solar.

$$\sin\psi_s = \cos\delta \cdot \frac{\sin\omega}{\cos\gamma_s}$$

Ecuación 34: Cálculo del acimut solar.

Siendo:

δ: la declinación solar, que se puede calcular con bastante aproximación mediante la expresión:

$$\delta = 23.45° \cdot \sin(0.973N - 77.84)$$

Ecuación 35: Cálculo de ángulo de la declinación solar.

Siendo:

N: el nº de orden del día del año (Anexo 7.3)
λ: la latitud del lugar
ω: el ángulo horario, cuyo valor en grados coincide con el nº de horas de diferencia entre el instante considerado y el mediodía solar, multiplicado por 15 (una hora corresponde a 15º).

Otra útil expresión para calcular el acimut solar (Ψ_s) se consigue combinando las ecuaciones 51 y 52, esto es:

$$\cos\psi_s = \frac{\sin\lambda \cdot \sin\gamma_s - \sin\delta}{\cos\lambda \cdot \cos\gamma_s}$$

Ecuación 36: Cálculo del acimut solar.

2.3 ELECCIÓN DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN.

La elección de los principales componentes de una instalación fotovoltaica (paneles fotovoltaicos, inversor y estructura soporte), es sin duda, la parte más importante de un proyecto fotovoltaico, ya que de ello dependerá, en gran medida, la viabilidad del proyecto.

Para comprender mejor esto, y a modo de ejemplo, se ha seleccionado un diagrama de pérdidas anual de una instalación fotovoltaica conectada a red y obtenida mediante una simulación al azar realizada con el programa de cálculo PVSYST V5.12 y que se expone a continuación.

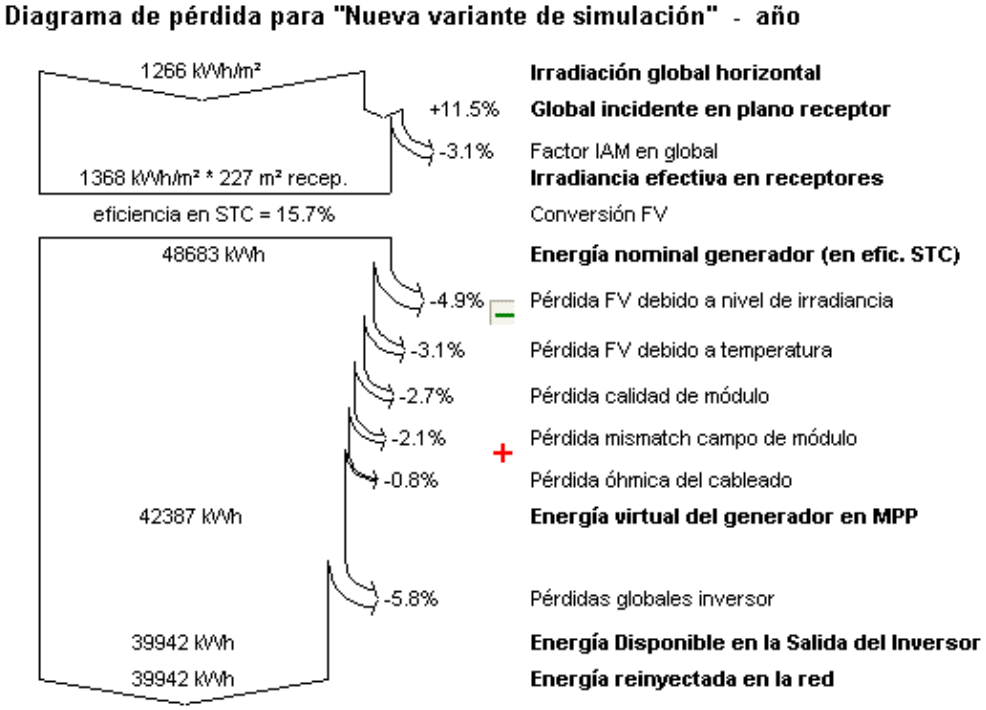


Figura 75: Diagrama de pérdidas en un generador fotovoltaico.
Fuente: PVSYST

En éste caso se trata de una instalación con soportes fijos pero para el caso nos serviría con cualquier otro tipo de soporte o configuración.

Lo primero que podemos ver en el diagrama es el valor de la irradiación global horizontal (1.266 kWh/m^2), ésta cifra determina el potencial de la radiación solar incidente en el lugar de instalación del generador (cantidad, distribución temporal y proporción de difusa); por otro lado, la ubicación particular de la batería de generadores (orientación, inclinación y sombras) determina el grado de aprovechamiento de dicho potencial, esto es, el dato de la irradiación incidente en el plano receptor que es un 11.5 % superior a la de un plano horizontal. Esta cifra viene dada principalmente por la

inclinación del soporte con respecto a la horizontal (altura solar), el grado de desviación con el Sur (azimut) y por la elección del tipo de soporte, ya que, si éste contiene algún tipo de seguimiento solar, podemos aumentar ésta cifra entre un 10 y un 40 %. Otros factores que varían según el tipo de soporte, aunque en menor consideración, son:

- Las pérdidas fotovoltaicas debidas al nivel de irradiancia (disminuyen con el seguimiento).
- Pérdidas debidas a la temperatura (aumentan con el seguimiento).
- Pérdidas óhmicas del cableado (aumentan con el seguimiento).
- Pérdidas del inversor (disminuyen con el seguimiento).

El tipo de panel elegido influye en los siguientes factores:

- La eficiencia en la conversión fotovoltaica (entre un 11 y 16 % para células de silicio cristalino y de un 4 a un 8 % para silicio amorfo).
- Pérdidas debidas al nivel de irradiancia.
- Pérdidas debidas a la temperatura.
- Pérdidas por calidad del módulo.

Por último vemos que las pérdidas relacionadas con el inversor son debidas a la eficiencia de éste, pero ésta eficiencia a su vez depende de que el inversor trabaje lo más cerca posible de su punto de máxima potencia (Pmpp) que vendrá dado por el tipo de módulo y el tipo de soporte elegidos.

Con todo esto, podemos seleccionar la configuración óptima para obtener la mayor producción posible de una planta generadora, pero desgraciadamente hay que tener en cuenta otro factor muy importante a la hora de decidir la viabilidad o no de un proyecto como es el factor económico.

Para la elección de los componentes que optimicen la instalación dependemos de numerosos factores y de numerosas configuraciones.

Entre los factores de los que dependemos tenemos principalmente: el **factor económico**, el **factor de la potencia a instalar** y el **factor del espacio disponible** para dicha instalación.

Parece claro, pues, que a priori, nos apoyemos más en el **factor económico** a la hora de decidir entre unos elementos u otros.

Para conseguir la configuración más idónea deberemos de realizar las siguientes elecciones:

- Elección del panel solar fotovoltaico
- Elección del número y disposición de los inversores
- Elección del inversor
- Elección del tipo de soporte
- Elección de la batería de generadores

Por otra parte tenemos varias variables que influyen en la decisión de elegir un componente u otro y cada una de estas variables se ve afectada por la elección que realicemos de los demás componentes. Dicho de otra forma, y poniendo un ejemplo, si optamos por elegir uno o varios inversores de una determinada potencia, ésta potencia determinará el rango de potencias más idóneas para la elección del módulo fotovoltaico pero a su vez también condicionará el tamaño y número de estructuras soporte de la batería de generadores que resulte más idónea para la instalación.

Dicho esto, la pregunta que cabe hacerse es ¿Por cuál de los componentes sería más acertado comenzar la elección, y dentro de esto, cuál de las variables será más determinante para decantarse por una elección u otra?

Para tratar de contestar a ésta pregunta vamos a describir las variables que influyen en la elección de cada componente.

Variables que influyen en la elección del módulo fotovoltaico:

- Potencia pico.
- Precio.
- Tecnología.
- Rendimiento.
- Tensión máxima a plena potencia (Vmpp).
- Intensidad máxima a plena potencia (Impp.
- Dimensiones.

Variables que influyen en la elección del inversor.

- Número de inversores a instalar.
- La potencia pico.
- El precio.
- La tecnología.
- El rendimiento.

Variables que influyen en la elección del seguidor.

- Número de inversores a instalar.
- La potencia pico.
- Rango de tensiones de entrada en cc.
- Rango de intensidades de entrada en cc.
- Punto de seguimiento de máxima potencia (pmpp).
- El precio.
- La tecnología.
- El rendimiento.

Variables que influyen en la elección de la estructura soporte fija.

- El precio
- La superficie colectora
- Obra civil necesaria

De todo lo anterior, podemos descartar las estructuras con seguimiento solar por tratarse de una instalación sobre cubierta inclinada ya que el montaje de éste tipo de soportes complica mucho el montaje de éstos sobre una cubierta inclinada debido al considerable aumento de peso y de la complejidad del sistema de fijación con respecto a los soportes fijos. Esto conlleva a un aumento significativo en el precio final de la instalación y de la obra civil necesaria para el anclaje de éstos sobre la cubierta que, en éstos casos, nunca se llega a compensar con el incremento de captación de energía que se consigue mediante la utilización de los seguidores solares.

Así pues, **el sistema de fijación que se utilizará para la sustentación de los paneles solares será el de soportes fijos**. Éstos a su vez, pueden ser totalmente fijos o tener la posibilidad de modificar la inclinación en dos o tres posiciones mediante un sistema manual según la estación del año en la que nos encontremos, pero esto último se decidirá en el capítulo 2.3.2, una vez tengamos seleccionados los paneles e inversores que se van a utilizar en la instalación

Para la elección de los principales componentes de la instalación que nos quedan, comenzaremos por determinar los paneles solares que mejor se adaptan a la superficie de captación disponible por la sencilla razón de que son los elementos más numerosos, de mayor peso económico y rendimiento de la instalación.

Una vez hecho esto determinaremos el número y el tipo de inversor que mejor se adapta a la batería de generadores anteriormente establecida.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es la tarificación actual vigente de remuneración por cada kW.h inyectado en la red que como se ha explicado en el capítulo 1.7.1 será de **0,11 €/kWh**.

2.3.1 Cálculos para la selección de los principales componentes del generador solar.

Al tratarse de una instalación sobre cubierta y en el caso de querer aprovechar todo el espacio disponible, éste será el factor que nos limite la potencia a instalar al no poder instalar mayor número de paneles que los que físicamente nos entren en dicho espacio. Esto implica que la principal limitación para el montaje será la propia superficie disponible de la cubierta y a la que nos deberemos de adaptar lo mejor posible con el fin de conseguir instalar la mayor potencia pico de paneles posible.

Para un generador solar situado sobre una cubierta, las variables más influyentes para la obtención de la máxima rentabilidad de la instalación son:

- **Las dimensiones de la placa:** Para la versión de máxima potencia, este parámetro condicionará el máximo número de placas que es posible instalar en la superficie de captación disponible puesto que, dependiendo de las medidas de la placa y de la posición de montaje, nos permitirá optimizar la superficie disponible instalando el mayor número de placas posible y con ello la mayor potencia pico de la batería de generadores.
- **El rendimiento del módulo fotovoltaico:** Uno de los principales problemas que nos encontramos a la hora de proyectar una instalación fotovoltaica sobre tejado es la falta de espacio, por lo tanto, es conveniente que el módulo fotovoltaico sea capaz de generar una elevada potencia por cada m^2 de superficie captadora. En éste sentido se suelen establecer bastantes diferencias entre unos módulos y otros, debidas principalmente a su tecnología de fabricación y a la calidad de los materiales utilizados para su fabricación.
- **El rendimiento del inversor:** Al contrario que ocurre con el módulo fotovoltaico, en los inversores no suele haber grandes diferencias entre unos y otros estando ésta situada alrededor de un 5%. Sin embargo, las características técnicas propias de cada inversor hacen que el rendimiento global del conjunto inversor-paneles sea diferente para cada combinación debido a que los parámetros de potencias, tensiones e intensidades conseguidos con cada posible batería de generadores pueden hacer que se adapten mejor a las características de un tipo de inversor en concreto.
- **El precio de módulo fotovoltaico:** Aproximadamente el 50% del precio total de una instalación fotovoltaica sobre tejado, en el que no se utilizan seguidores solares, es debido a los paneles solares y es por esto que será un factor muy determinante a la hora de decidir sobre la implantación de un panel u otro.

Para obtener el módulo fotovoltaico, en el que mejor se combinen las anteriores variables y con el fin de obtener la mayor producción posible con el menor coste posible, vamos a realizar varias simulaciones en las que se tendrán en cuenta todas las características técnicas de los módulos así como de la disposición e inclinación de éstos sobre el tejado.

Una vez obtenida la disposición sobre el tejado con cada módulo, se volverán a realizar varias simulaciones con cada combinación de módulo- inversor para dar con la pareja que mejores prestaciones consiga.

En primer lugar se han seleccionado unos cuantos fabricantes de módulos fotovoltaicos disponibles en el mercado que, a priori, creemos que se puedan adaptar mejor, por características y precio, a nuestro proyecto fotovoltaico.

A continuación se expone una tabla en la que se señalan las características más reseñables de cada uno de ellos.

MARCA	TIPO	POTENCIA [Wp]	EFICIENCIA [%]	DIMENSIONES [mm]	TIPO DE CELULA	PRECIO [€/Wp]
Atersa	A-214	214	13.17	1645X990X50	Si-poly	1,69
Atersa	A-222P	222	13.64	1645X990X50	Si-poly	1,69
Atersa	A-230P	230	14.16	1645X990X50	Si-poly	1,69
Brisban	BS-185S	185	14.79	1580X808X35	Si-mono	1,54
Brisban	BS-180S	180	14.3	1580X808X35	Si-mono	1,54
Brisban	185-NU	185	14.14	1318X994X46	Si-mono	1,7
Sharp	ND-V230	230	14.13	1640X994X46	Si-poly	1,7
Suntech	STP-280	280	14.58	1956X992X50	Si-poly	1,58
Yingli	YL 185P-23b	285	14.28	1310X990X50	Si-poly	1,5
Yingli	YL220P-29b	220	13.5	1650X990X50	Si-poly	1,5
Yingli	YL230P-29b	230	14.1	1650X990X50	Si-poly	1,5
Yingli	YL255P-32b	255	14.27	1810X990X50	Si-poly	1,5
Yingli	YL280P-35b	280	14.44	1970X990X50	Si-poly	1,5

Tabla 11: Selección de fabricantes de módulos fotovoltaicos y sus características principales.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

En la tabla anterior se han seleccionado las características más influyentes para la elección del módulo que mejor se adapte a las características del proyecto. Una vez seleccionado el módulo, se detallarán el resto de características de éste.

El resto de los datos de partida necesarios para realizar los cálculos que nos darán el módulo más indicado para el proyecto son:

- **Orientación**: La cubierta se encuentra orientada ligeramente al Suroeste (Ψ=6º).
- **Inclinación**: La pendiente de la cubierta es de 15º con la horizontal (β_1=15º).
- **Largo**: La longitud del lado horizontal de la cubierta es de (L=40,6m).
- **Ancho**: La longitud del lado inclinado de la cubierta es de (A=11,4m).
- **Datos geográficos y de posición solar**.
    - **Latitud**: (λ)=40º

- **Altura solar mínima**: (γ_s)=21º
- **Azimut solar máximo**: (Ψ_s) = 29º[7]

- **Pasillo mínimo entre filas o columnas.** Con el fin de facilitar las labores de mantenimiento de la instalación, es necesario respetar un pasillo de acceso con una anchura mínima que permita un buen acceso a los módulos Ésta anchura mínima la fijamos en 0.4m para el pasillo entre filas (p_f= 0.4m) y de 0,7m para el pasillo entre columnas (p_c= 0.7m).

Una vez obtenidas las fórmulas que nos van a permitir calcular el máximo nº de filas y columnas de paneles que se pueden instalar sobre la cubierta podremos apreciar que su resultado depende principalmente de las dos variables que a continuación se detallan:

- **Dimensiones del panel**: Según las dimensiones del panel y la posición de montaje, éste se puede adaptar mejor o peor a las dimensiones de la cubierta.
- **La inclinación del panel**: Con una inclinación de panel inferior a la óptima para la latitud del lugar, es posible que se pueda introducir una fila más de paneles con lo que la energía que dejáramos de capturar por tener la inclinación óptima la podemos superar con creces al instalar una mayor potencia de captación sobre el tejado.

De manera que para encontrar el máximo nº de paneles instalables en la cubierta, deberemos de realizar para cada panel de la comparativa y para cada posición de montaje, un cálculo del máximo nº de filas y de columnas posibles con cada inclinación de panel posible (en éste caso, desde los β_1=15º de la cubierta hasta $\beta_{opt.}$=31º de la inclinación óptima del panel) y una vez obtenidos los resultados escoger aquel en el que el nº de paneles a instalar sea mayor.

Evidentemente, en caso de que hubiera dos o más resultados iguales escogeríamos aquel en el que la inclinación del panel sea más cercana a la óptima.

También puede ocurrir que para un determinado panel, por sus dimensiones, sea más conveniente montarlo con su inclinación óptima aunque con ello instalemos un menor nº de paneles con la consiguiente disminución de captación de energía pero que sin embargo nos resultará más económica.

Como para llegar al resultado final son muy numerosas las operaciones que hay que realizar, se ha confeccionado una tabla de Excel en la que introducimos las dimensiones de cada panel y, aplicando la formulación anteriormente mencionada, automáticamente obtenemos el resultado del máximo nº de paneles instalable y la configuración de su montaje.

[7] Los datos de altura y azimut solar indicados son los que corresponden a una latitud de 40º en el solsticio de invierno (21/22 de Diciembre) y a las 10 h solares, por ser éstos los días más desfavorables de todo el año, (en el que la máxima altura solar que alcanza el Sol es mínima), y la hora más desfavorable que garantiza un mínimo de 4 horas de insolación sobre los módulos (Anexo 7.3).

A continuación y a modo de ejemplo, se muestra la hoja de Excel en la que se introducen los datos de entrada con las dimensiones de un panel determinado y se obtienen los resultados.

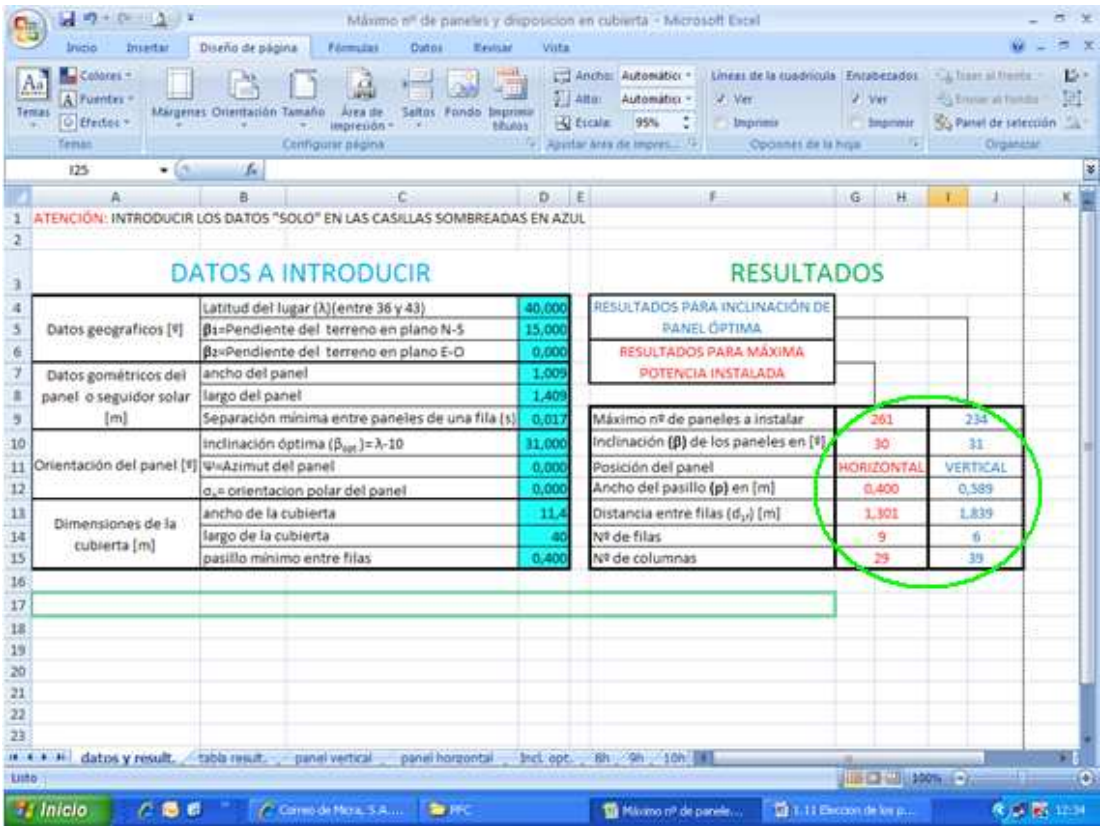


Figura 76: Tabla de Excel para cálculo de máximo nº de paneles y configuración óptima.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Podemos ver, en la figura del ejemplo anterior, que con una inclinación diferente de la óptima (en éste caso de 30º, muy cerca de la óptima) y una posición de panel horizontal, conseguimos instalar mayor número de paneles que con la inclinación óptima de 31º y posición vertical de panel. Ahora sólo quedaría comprobar con cuál de las dos configuraciones se inyecta más energía en la red con la ayuda del programa PVSYST V5.12 y escoger aquella que sea más interesante en cuanto a costes y producción.

Con los datos anteriores y los de la Tabla 11 ya podemos empezar con los cálculos que nos permitan escoger la opción que mejor se adapte a nuestro proyecto. El proceso de cálculo seguido para ello es el siguiente:

2.3.1.1 Cálculo de la anchura del pasillo entre filas.

Cuando la inclinación de los módulos sea superior a la inclinación de la cubierta, puede ocurrir que la distancia mínima del pasillo entra filas para garantizar una insolación mínima sin sombras de 4 horas diarias sobre las placas sea superior a la anchura mínima de pasillo establecida (0.4m).

Para obtener ésta distancia mínima entre la proyección de la arista superior del módulo de una fila sobre la superficie inclinada de la cubierta y la inferior del módulo de la fila siguiente, utilizaremos la Ecuación 15 del apartado 2.2, que nos da la distancia mínima (d_{1f}) entre las bases de dos filas de paneles consecutivas medidas sobre el plano inclinado de la cubierta y a la que restaremos la proyección del lado inclinado del panel (l_i) sobre la superficie inclinada (β_1º) de la cubierta sobre la horizontal.

Basándonos en lo expuesto en el párrafo anterior presentamos la siguiente figura, de la que deducimos la anchura del pasillo entre filas (p_f).

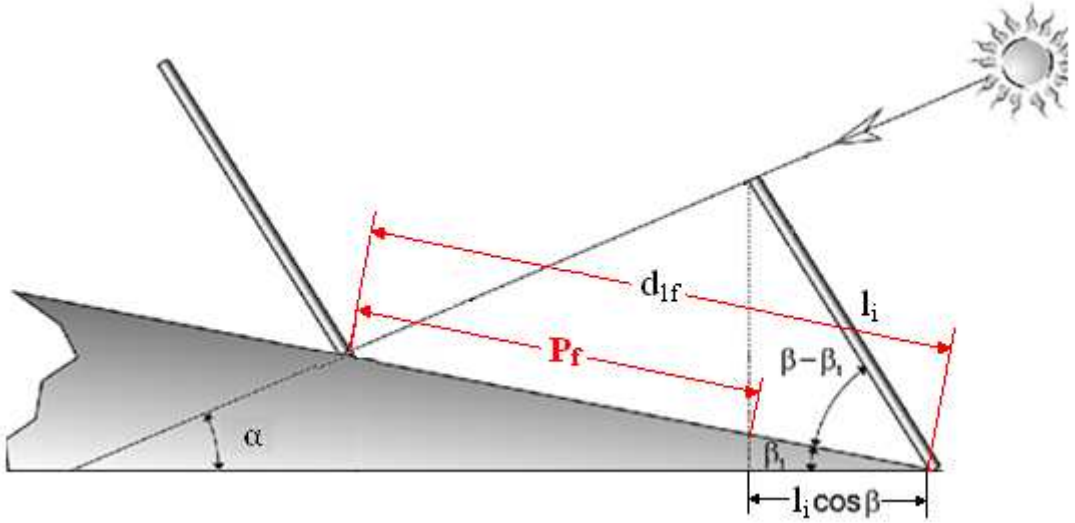


Figura 77: Anchura del pasillo entre filas (p_f).
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.

$$p_f = d_{1f} - l_i \frac{\cos\beta}{\cos\beta_1}$$

Ecuación 37: Ancho del pasillo entre filas

Donde:

$$d_{1f} = l \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\beta \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + \cos\beta \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\Psi_s - \Psi)} \cdot \cos\beta_1} \right]$$

P_f= pasillo entre filas de módulos [m].
l_i= Longitud del lado inclinado del panel [m].
β= Angulo de inclinación del panel con respecto a la horizontal [º].
β_1= Angulo de inclinación de la cubierta [º].
d_{1f}= Distancia entre bases de módulos de dos filas consecutivas [m].
Ψ_s= Angulo acimutal del Sol en [º] a las 10 h solares del solsticio de invierno.
Ψ= Angulo acimutal del panel en [º].
γ_s= Altura solar del Sol [º] a las 10 h solares del solsticio de invierno.

Cuando el valor de (p_f) obtenido de la ecuación anterior, sea inferior al mínimo establecido para el pasillo entre filas, (0.4 m.), utilizaremos p_f= 0.4m.

$$p_f \geq 0.4m.$$

2.3.1.2 Cálculo del máximo número de paneles.

Para calcular el máximo número de paneles que podemos instalar en una superficie dada, debemos de realizar los cálculos para cada posición de montaje posible del panel, esto es, posición horizontal (con el lado más largo en la dirección E-O) o vertical (con el lado más largo en la dirección N-S. Así pues, realizaremos un cálculo con cada una de las dos variantes posibles y escogeremos la configuración que mayor número de placas permita instalar en la superficie en cuestión.

- **Máximo número de filas:** Para conseguir el máximo número de filas en una cubierta se tiene que cumplir que:

$$(d_{1f} - p_f) \cdot N_f + p_f \cdot (N_f - 1) \leq A$$

Donde:

A= Ancho de la cubierta (lado inclinado) [m].
d_{1f}= Distancia entre filas medida sobre la superficie de la cubierta
N_f= Máximo número de filas admisible (número entero).
p_f= Anchura del pasillo entre filas [m].

Operando con la ecuación anterior tenemos:

$$N_f \leq \frac{A + p_f}{d_{1f}}$$

Como el número de filas tiene que ser un número entero, el valor de N_f será el número entero inmediatamente inferior al obtenido de la fórmula anterior.

$$N_f = ENTERO < \left(\frac{A + p_f}{d_{1f}}\right)$$

Ecuación 38: Máximo Nº de filas admisible en una cubierta.

- **Máximo nº de columnas**:

$$l_h \cdot N_c + s \cdot (N_c - 2) + p_c \leq L$$

Donde:

L= Largo de la cubierta (lado horizontal) [m].
l_h= Lado horizontal del panel (en la dirección E-O) [m].
N_c= Máximo número de columnas admisible (número entero).
p_c= ancho del pasillo entre columnas [m]
s= Margen de separación necesario para el montaje entre paneles consecutivos de una misma fila [m].

Operando con la ecuación anterior tenemos:

$$N_c \leq \frac{(L - p_c) + 2s}{l_h + s}$$

Como el número de columnas (N_c), tiene que ser un número entero, su valor será el número entero inmediatamente inferior al obtenido de la fórmula anterior.

$$N_c = ENTERO < \left(\frac{(L - p_c) + 2s}{l_h + s}\right)$$

Ecuación 39: Máximo Nº de columnas admisible en una cubierta.

Nota: Con el fin de aprovechar al máximo la superficie de la cubierta, en los cálculos realizados mediante la tabla de Excel, se ha impuesto como condición que si la diferencia entre el largo total que ocupa una fila de paneles (l_h*N_c+s(Nc-2)+p_c) y la longitud de la cubierta (L) es inferior al ancho de un panel, el número de columnas se calcularía con:

$$SI : l_h \cdot N_c + s \cdot (N_c - 2) + p_c - L < l_h \Rightarrow$$

$$N_c = ENTERO > \left(\frac{(L - p_c) + 2s}{l_h + s}\right)$$

Ecuación 40: Máximo Nº de columnas admisible en una cubierta.

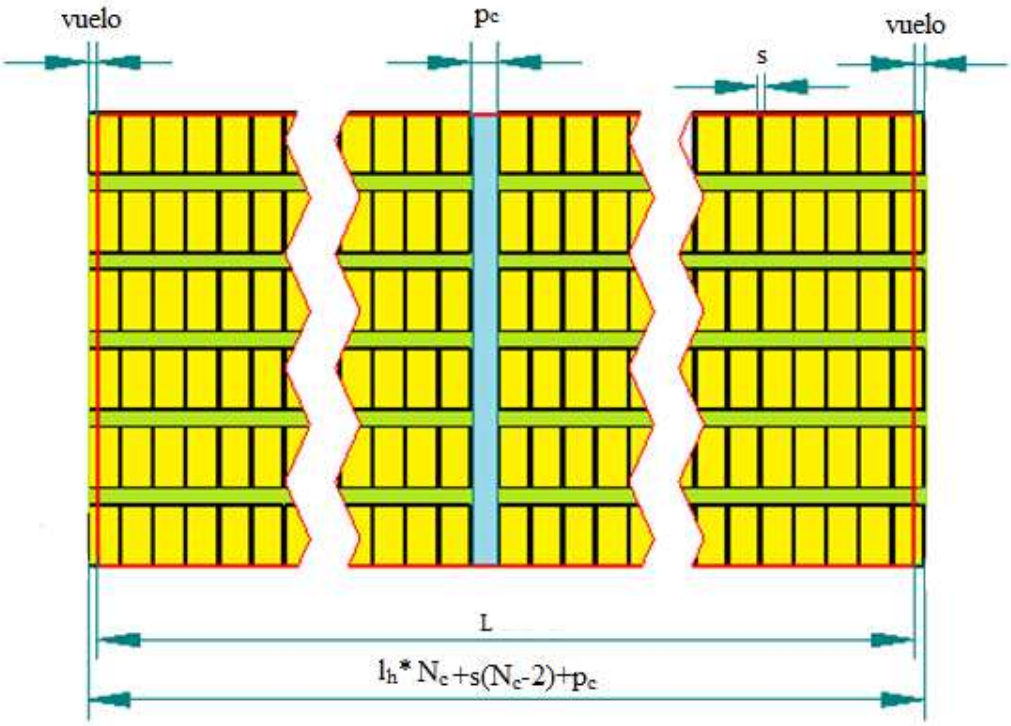


Figura 78: Vista en planta de la batería de generadores sobre la cubierta.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

El motivo de imponer ésta condición es que si los paneles sobresalen por cada lado del tejado con un vuelo inferior a la mitad del ancho del panel no supone ningún inconveniente, ya que el triángulo de anclaje de la estructura de paneles con las correas del tejado no se encuentra en el mismo borde de la fila de paneles, y sin embargo nos permite aumentar en una unidad el número de columnas a instalar.

2.3.1.3 Selección de la pareja Inversor-panel óptima.

Utilizando la tabla de Excel mencionada y la formulación descrita con cada uno de los paneles de la comparativa obtenemos, de la Tabla 13, la potencia máxima admisible de ser instalada sobre la cubierta para cada modelo de panel, así como la inclinación óptima para extraer dicha potencia, la posición de colocación de los paneles y la orientación óptima del pasillo.

A continuación se presentan los paneles que participan en la comparativa, a los cuales se les asignará una letra del abecedario para su denominación abreviada.

A	Atersa A-214	H	Suntech STP-280-24/VD
B	Atersa A-222P	I	Yingly YL 185P-23b
C	Atersa A-230P	J	Yingly YL 220P-29b
D	Brisban BS-185S	K	Yingly YL 230P-29b
E	Brisban BS-180S	L	Yingly YL 255P-32b
F	Sharp 185-UN	M	Yingly YL 280P-35b
G	Sharp ND V230		

Tabla 12: Denominación abreviada para los paneles fotovoltaicos.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
Potencia pico panel [Wp]	214	222	230	185	180	185	230	280	185	220	230	255	280
largo panel [m]	1,645	1,645	1,645	1,58	1,58	1,318	1,64	1,956	1,31	1,65	1,65	1,81	1.97
Ancho panel [m]	0,99	0,99	0,99	0,808	0,808	0,994	0,994	0,992	0,99	0,99	0,99	0,99	0.99
precio panel [€/Wp]	0,83	0,83	0,83	0,76	0.,76	0,83	0,83	0,78	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
CÁLCULOS CON INCLINACIÓN ÓPTIMA PARA MÁXIMA POTENCIA													
Máx. Nº filas	6	6	6	6	6	7	6	5	7	6	6	5	5
Máx. Nº columnas	40	40	40	49	49	40	40	40	40	40	40	40	40
Total paneles	240	240	240	294	294	280	238	200	280	240	240	200	200
Inclinación óptima [º]	24	24	24	28	28	30	25	26	30	24	24	31	25
Posicion del panel[8]	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Posición del pasillo[9]	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H
Pnom instalada [kWp]	51,36	53,28	55,2	54,39	52,92	51,8	54,74	56	51,8	52,8	55,2	51	56
Superficie de captacion [m^2]	390,85	390,85	390,85	375,3	375,3	366,8	388	388,1	363,1	392	392	358,4	390.1
Coste total paneles [€]	42629	44222	45816	41336	40219	42994	45434	43680	38332	39072	40848	37740	41440
CÁLCULOS CON INCLINACIÓN ÓPTIMA SEGÚN LATITUD (λ=40º; β=31º)													
Nº de filas	5	5	5	10	10	6	5	4	6	5	5	5	9
Nº de columnas	40	40	40	25	25	40	40	40	40	40	40	40	20
total paneles	200	200	200	250	250	240	200	160	240	200	200	200	180
Posicion del panel	V	V	V	H	H	V	V	V	V	V	V	V	H
Posición del pasillo	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H	H
Pnom instalada [kWp]	42,8	44,4	46	46,25	45	44,4	46	44,8	44,4	44	46	51	50,4
Superficie de captacion [m^2]	325,71	325,71	325,71	319,2	319,2	314,4	326	310,5	311,3	326,7	326,7	358,4	351.1
coste total paneles [€]	35524	36852	38180	35150	34200	36852	38180	34944	32856	32560	34040	37740	37296

Tabla 13: Comparativa entre diferentes paneles para la obtención de máxima potencia.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

De la tabla anterior podemos extraer las siguientes consideraciones:

- **La mayor potencia instalada** (en azul), corresponde a los paneles instalados con el criterio de inclinación óptima para máxima potencia de captación y entre éstos tenemos el “Yingli YL 280P” (M) y el "Suntech STP 280-24/VD" (H). Entre los dos paneles citados, el que mejor rendimiento ofrece es el Suntech, puesto que entrega la misma potencia que el Yingly con menor superficie de captación pero,

[8] V= vertical (lado más largo del panel en posición vertical); H= horizontal (lado más largo del panel en posición horizontal.

[9] V= pasillo perpendicular al lado más largo de la cubierta; H= pasillo paralelo al lado más largo de la cubierta

sin embargo , también es más caro. Esto es debido a que por las dimensiones del panel, éstos se adaptan+**- mejor a las dimensiones de la superficie de la cubierta, lo que permite la instalación de una mayor superficie captadora que viene a demostrar la importancia de la elección del panel y de la inclinación óptima para adaptarlo a cada superficie concreta.

- **El mínimo coste** (en verde), para el criterio de inclinación óptima para máxima potencia, corresponde al panel "Yingly YL 255" (L) debido a sus dimensiones, que no permiten instalar más potencia, ocurriendo lo mismo con el panel "Yingly YL 220" (J) por el criterio de inclinación óptima por latitud del lugar.

A continuación vamos a seleccionar una serie de inversores que por sus características y precios nos parezcan más interesantes para la instalación y con ellos realizaremos una comparativa conjunta con los paneles solares.

Al comienzo del apartado 2.3, hemos visto que las pérdidas relacionadas con el inversor son debidas a la eficiencia de éste, pero ésta eficiencia a su vez depende de que el inversor trabaje lo más cerca posible de su punto de máxima potencia (Pmpp), que vendrá dado por el tipo de módulo y el tipo de soporte elegido.

Por otra parte, también hemos hablado, un poco más adelante, de las variables que influyen en la elección del o de los inversores como son:

- Número de inversores a instalar.
- La potencia pico.
- El rango de tensiones de entrada en cc.
- El rango de intensidades de entrada en cc.
- El punto de seguimiento de máxima potencia (pmpp).
- El precio.
- La tecnología.
- El rendimiento.

Así pues, es obvio pensar que, con un determinado tipo de panel, habrá un determinado inversor que, por sus características, consiga extraer una mayor cantidad de energía de los paneles solares y con éste fin, vamos a realizar una comparativa entre diferentes inversores combinando cada uno de ellos con cada tipo de panel seleccionado en la Tabla 13, en la que compararemos los ingresos anuales obtenidos con cada pareja panel-inversor así como los costes derivados de cada una de ellas.

Al igual que en el caso de los paneles solares, ésta comparativa la realizaremos con el programa de simulación de energía solar fotovoltaica PVSYST V5.12.

Con éste fin se han seleccionado del mercado existente en este momento una serie de inversores cuyas características principales y precios se detallan a continuación.

MARCA	Santerno	Zigor	Green Power	Sputnik
MODELO	Sunway TG 61	Sunzet 50 T	Power PV 50	Solar Max 50 TS
POT. NOM. [kW.]	50	50	50	50
RENDIMIENTO MÁXIMO [%]	96	96	96	96
RENDIMIENTO EUROPEO [%]	94,7	95	94,5	94,8
PRECIO [€]	6.987	11.471	7.934	9.435

Tabla 14: Características más importantes de los inversores de 50 kW.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Realizando una simulación para cada inversor con cada panel obtenemos las siguientes tablas comparativas en las que sólo se muestran los resultados de los paneles que por sus características se adaptan perfectamente a los parámetros de funcionamiento óptimo del inversor:

INVERSOR SANTERNO SUNWAY TG 61											
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Potencia panel [Wp]	214	222	230	185	180	185	230	280	185	220	230
Precio panel [€/Wp]	0,83	0,83	0,83	0,76	0,76	0,83	0,83	0,74	0,74	0,74	0,74
Energia inyectada [kW.h./año]	75247	78040	81209	80899	78135	75576	77427	81387	72997	75934	79525
Total paneles	240	240	240	294	294	280	238	196	270	238	238
P_{nom} instalada [Wp]	51360	52800	55200	54390	52920	51800	54740	54880	49950	52360	54740
Ingreso bruto [€/año]	8277	8584	8933	8899	8595	8313	8517	8953	8030	8353	8748
Coste total[€] (paneles+inversor)	49616	51209	52803	48323	47206	49981	52421	50667	45319	56059	47835

Tabla 15: Datos obtenidos con el inversor Santerno Sunway TG 61 para configuración de máxima potencia.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

En la tabla anterior se expresan los resultados obtenidos mediante la simulación con el inversor SANTERNO y en ella podemos observar que el panel que mayores ingresos anuales proporciona es el SUNTECH STP-280 (H) (8.953 €/año) y sin embargo no es la opción más cara pero si nos fijamos en el siguiente panel que más ingresos proporciona, ATERSA A230 (C) vemos que su coste es mayor, de manera que lo descartamos frente al panel Suntech. El siguiente panel en proporcionar mayores ingresos es el BRISBAN BS-185S (D), vemos que repartiendo la diferencia del coste entre las dos opciones (50.667€-48.323€= 2.344€) entre el número de años de vida útil que como mínimo se le puede adjudicar a éste tipo de instalaciones (25 años), nos da una cantidad de 94 € anuales que pagaríamos de más con el panel Suntech, cantidad que es ligeramente superior a la diferencia de ingresos existente entre los dos (54 €/año). Por éste motivo, descartamos el panel Suntech frente al Brisban por ser menor el desembolso económico inicial necesario. Si ahora procedemos de la misma forma entre el panel Brisban y el siguiente, el YINGLI YL-230P (K), vemos que la diferencia de coste repartida entre la vida útil (20 €/año), a favor del Yingli 230, es muy inferior a los mayores ingresos obtenidos con el Brisban 185 (151 €/año), de manera que descartamos

el Yingli 230 frente al Brisban 185. Procediendo de la misma forma con los paneles que nos quedan y descartando unos paneles frente a otros, llegamos a la conclusión de que el panel que resulta más rentable para obtener un mayor rendimiento con el inversor SANTERNO es el BRISBAN BS-185S.

INVERSOR ZIGOR SUNZET 50T					
	A	C	D	E	H
Potencia panel [Wp]	214	230	185	180	280
precio panel [€/Wp]	0,83	0,83	0,76	0,76	0,78
Energia inyectada [kW.h./año]	75.297	74.814	80.959	78.193	81.027
Total paneles	240	240	294	294	195
P_{nom} instalada [Wp]	51.360	55.200	54.390	52.920	54.600
Ingreso bruto [€/año]	8.283	8.230	8.905	8.601	8.913
Coste total[€] (paneles+inversor)	54.100	57.287	52.807	51.690	55.151

Tabla 16: Datos obtenidos con el inversor Zigor Sunzet 50T para configuración de máxima potencia.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Actuando del mismo modo con la tabla comparativa de paneles e inversor Zigor, llegamos a la conclusión de que el panel que resulta más rentable para obtener un mayor rendimiento con el inversor ZIGOR es el BRISBAN BS-185S.

INVERSOR GREEN POWER PV50		
	D	E
Potencia panel [Wp]	185	180
precio panel [€/Wp]	0,76	0,76
Energia inyectada [kW.h./año]	80.541	77.739
Total paneles	294	294
P_{nom} instalada [Wp]	54.390	52.920
Ingreso bruto [€/año]	8.859	8.551
Coste total[€] (paneles+inversor)	49.270	48.153

Tabla 17: Datos obtenidos con el inversor Green Power PV50 para configuración de máxima potencia.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Actuando del mismo modo con la tabla comparativa de paneles e inversor Green Power, llegamos a la conclusión de que el panel que resulta más rentable para obtener un mayor rendimiento con el inversor GREEN POWER es el BRISBAN BS-185S.

INVERSOR SPUTNIK SOLAR MAX 50TS			
	C	D	E
Potencia panel [Wp]	230	185	180
precio panel [€/Wp]	0,83	0,76	0,76
Energia inyectada [kW.h./año]	74.386	79.489	76.503
Total paneles	240	289	288
P_{nom} instalada [Wp]	55.200	53.465	51.840
Ingreso bruto [€/año]	8.182	8.744	8.415
Coste total[€] (paneles+inversor)	55.251	50.771	49.654

Tabla 18: Datos obtenidos con el inversor Sputnik Solar Max 50TS para configuración de máxima potencia.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Actuando del mismo modo con la tabla comparativa de paneles e inversor Sputnik, llegamos a la conclusión de que el panel que resulta más rentable para obtener un mayor rendimiento con el inversor SPUTNIK es el BRISBAN BS-185S.

A continuación sólo nos queda decidir con cuál de los inversores nos resulta más rentable la instalación de los paneles Brisban 185S.

. PANELES BRISBAN BS-185S				
INVERSOR	SANTERNO	ZIGOR	GREEN POWER	SPUTNIK
Energia inyectada [kW.h./año]	80.899	80.959	80.541	79.489
Total paneles	294	294	294	289
P_{nom} instalada [Wp]	54.390	54.390	54.390	53.465
Ingreso bruto [€/año]	8.899	8.905	8.859	8.744
Coste total[€] (paneles+inversor)	48.323	52.807	49.270	50.771

Tabla 19: Selección final de la pareja paneles-inversor para configuración de máxima potencia.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Actuando del mismo modo que en las comparativas anteriores, llegamos a la conclusión de que la pareja panel-inversor que resulta más rentable para obtener un mayor rendimiento de la instalación es el panel **BRISBAN BS 185S** (con una inclinación de β=28º) con el inversor **SANTERNO SUNWAY TG61**

Nota: Una prueba evidente de la importancia de encontrar la pareja ideal inversor-paneles la tenemos en la tabla anterior con el inversor Sputnik, ya que se puede observar que el máximo nº de paneles instalable es inferior al de los otros inversores y por lo tanto la potencia instalada también lo es. Como ya se ha comentado anteriormente, esto es debido a que las características eléctricas de la batería de generadores obtenida con los paneles, no se adapta de forma óptima a las características eléctricas del inversor siendo esta configuración de 17 paneles en serie por 17 series en paralelo (289), mientras que con los demás inversores se obtiene una configuración de 14 paneles en serie por 21 series (294 paneles).

2.3.2 Elección de la estructura soporte

Una vez realizada la elección de los paneles e inversores que se van a instalar, tenemos que decidir el tipo de estructura que vamos a utilizar.

Tal y como se ha comentado al comienzo del capítulo 2.2, vamos a descartar las estructuras con seguimiento solar debido a que la instalación de éste tipo de soportes requieren de una superficie de anclaje muy sólida y firme que, en el caso de la cubierta inclinada, de nuestra nave en cuestión, complica mucho su montaje debido al considerable aumento de peso y de la complejidad del sistema de fijación con respecto a los soportes fijos. Esto conlleva a un aumento significativo en el precio final de la instalación y de la obra civil necesaria que, en éstos casos, nunca se llega a compensar con el incremento de captación de energía que se consigue mediante la utilización de los seguidores solares.

Una vez descartados los soportes con seguimiento solar, el siguiente paso es decidir si nos compensa la instalación de soportes con un ángulo de inclinación de panel (β) variable de dos o tres posiciones, según la estación del año en la que nos encontremos o por el contrario optar por una inclinación fija durante todo el año.

Los ángulos de inclinación óptimos para cada estación del año y la latitud del lugar (Madrid), se obtienen del mismo programa de simulación PVSYST V5.12.

- **Invierno** (meses de Octubre a Marzo): β = **52º**
- **Verano** (meses de Abril a Septiembre): β = **18º**

Ahora bien, los cálculos realizados hasta ahora para la determinación de la máxima potencia pico posible a instalar sobre la cubierta se han basado en obtener la inclinación de panel más favorable que nos propicie dicha potencia pico, siendo ésta inclinación de β = 28º. Esto quiere decir que si aumentamos ésta inclinación, en los meses de invierno a 52º, se producirán sombras de unas filas de paneles sobre las posteriores que van a disminuir el rendimiento de la instalación.

Para que esto no ocurra tenemos que recalcular la máxima potencia pico a instalar condicionando el montaje a una inclinación de panel de 52º por ser ésta la inclinación más desfavorable en cuanto al cálculo de sombras proyectadas de una fila de paneles sobre la siguiente.

Este hecho va a propiciar que la distancia mínima entre filas de paneles (d_{1f}) sea mayor y por consiguiente será menor el número de paneles y la potencia pico instalada sobre la cubierta, de éste modo, tenemos que averiguar si nos compensa dejar la misma distancia entre filas que con la disposición inicial de β = 28º compensando la pérdida producida por las sombras de una fila sobre la posterior, en los meses de invierno cuando tenemos una inclinación de 52º, con una mayor potencia pico de la batería de generadores o si por el contrario sería más interesante recalcular la distancia entre filas para una inclinación de paneles β = 52º y compensar la menor potencia pico de la batería de generadores con una menor pérdida por sombreado.

Para ello, tal y como hemos hecho hasta el momento, vamos a proceder a realizar una serie de simulaciones que nos determinarán cual de las dos opciones es la más adecuada. Así pues, tendremos tres variantes de simulación y para cada una de ellas vamos a realizar una simulación con sus parámetros correspondientes y que a continuación se detallan.

	VARIANTE A	VARIANTE B	VARIANTE C
Inclinación anual de paneles para máxima potencia [º]	28	28	31
Inclinación verano [º]	28	18	18
Inclinación invierno [º]	28	52	52
Potencia pico [W]	54.390	54.390	45.695

Tabla 20: Parámetros de cálculo para las diferentes variantes.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

De la tabla anterior hay que resaltar los siguientes puntos:

- En la variante A, la inclinación de paneles es fija de 28º durante todo el año, y es la obtenida mediante la tabla de Excel anteriormente comentada en el apartado 2.3.1.3 (Selección de la pareja panel-inversor óptima) y que nos da la inclinación óptima para instalar el mayor número de paneles (de la marca Brisban BS 185S) que nos garantiza una distancia entre filas tal que evite la proyección de sombras de una fila de paneles sobre la posterior durante las horas centrales del día (de 10:00 a 14:00 hora solar) en el día más desfavorable del año (22 ó 23 de Diciembre para el hemisferio Norte) y además nos permita dejar un pasillo mínimo de 0.4m. entre la proyección del punto más alto de una fila de paneles sobre la cubierta y la base de la fila de paneles posterior para garantizar un buen acceso a los paneles en las labores de mantenimiento y reparación.
- En la variante B, la inclinación de los paneles es variable, utilizamos la misma configuración de la variante A con la salvedad de que la inclinación de paneles será de 18º durante los meses de verano y de 52º durante los meses de invierno. Este hecho provoca que durante los meses de verano, el pasillo entre las filas de paneles será insuficiente para realizar las labores de mantenimiento y reparación cuando sean requeridas pero éste inconveniente es perfectamente subsanable si adoptamos temporalmente una inclinación de 52º sobre la estructura mientras duren las labores de mantenimiento. Por otra parte, durante los meses de invierno, las sombras proyectadas entre filas de paneles serán mayores y no se nos garantiza que los paneles queden libres de sombras durante las cuatro horas centrales del día en el día más desfavorable del año.
- En la variante C, realizamos un nuevo cálculo de la batería de generadores que nos proporcione, igual que en la variante A, una distancia entre filas óptima para

evitar el sombreado entre filas y permitir a su vez las labores de mantenimiento y reparación. Esto implica un menor número de paneles instalados con la consiguiente disminución en la potencia pico de la batería de generadores. La inclinación de los paneles es variable, realizándose una simulación con una inclinación de 31º, por ser ésta la inclinación óptima para la latitud del lugar y además ser más favorable en el aspecto de la proyección de sombras entre filas de paneles y del mismo modo realizamos otra simulación con 18º de inclinación para el verano y otra con 52º de inclinación para los meses de invierno.

A tal fin, procedemos a realizar la simulación con las variantes comentadas, obteniendo la siguiente tabla de Energía inyectada a red en kW.h/año.

	VARIANTE DE SIMULACIÓN						
MES	A	B			C		
	Anual (β=28º)	Anual (β=28º)	Verano (β=18º)	Invierno (β=52º)	Anual (β=31º)	Verano (β=18º)	Invierno (β=52º)
Enero.	4169	4169	4133	1296	4042	3581	3971
Febrero	4331	4331	4274	3889	3947	3703	3852
Marzo	7385	7385	7337	6879	6587	6359	6220
Abril	6862	6862	7188	5655	6076	6229	5183
Mayo	8284	8284	8872	6317	7245	7688	5766
Junio	8450	8450	9157	6192	7328	7936	5622
Julio	8686	8686	9339	6525	7528	8094	5891
Agosto	8317	8317	8697	6767	7282	7537	6110
Septiembre	7124	7124	7182	6412	6333	6224	5801
Octubre	5761	5761	5633	5477	5208	4882	5097
Noviembre	3740	3740	3726	1577	3530	3229	3454
Diciembre	3035	3035	3051	827	2978	2643	2894
Año	76146	76144	78589	57813	68084	68105	59861

Tabla 21: Energía inyectada a red en kW.h/año por las diferentes variantes.
fuente: ELABORACIÓN PROPIA

En la tabla anterior tenemos la energía inyectada a red de las diferentes variantes de simulación divididas a su vez en las diferentes opciones de regulación de inclinación de panel según la estación meteorológica del año. De ella concluimos que la mejor de las opciones es la B, en la disposición de verano (78.589 kW.h/año), con una inclinación de paneles de 18º durante todo el año.

Nota de aclaración: Si nos fijamos en la energía anual capturada por la variante B en la disposición de verano, vemos que es bastante superior a la obtenida por la variante A de 28º fija todo el año.

Esto es debido a que, al tratarse del mismo nº de paneles solares con la misma separación entre filas para las dos variantes, en la variante B, la inclinación de 18º permite una mayor captación de energía durante los meses de verano, (como se puede apreciar en la tabla) a costa de sacrificar la anchura del pasillo entre filas y hasta incluso en el mes de diciembre vemos que la energía capturada es mayor que la obtenida con una inclinación de 28º, a priori, más favorable para el invierno.

La explicación de esto último está en que con una inclinación de 18º las pérdidas por sombreado entre filas de paneles son menores, ya que, aunque con los cálculos garantizamos una insolación mínima de 4 horas diarias con una inclinación de panel de 28º durante los meses de invierno, en el resto de la franja horaria en la que el Sol está presente, las pérdidas por sombreado son bastante significativas.

Por otro lado, con una inclinación de 18º las pérdidas por sombreado entre filas de paneles son nulas y además, con ésta inclinación, se favorece la captación de la radiación difusa y la de albedo que es más acusada durante los meses de invierno.

Dicho esto, ¿Por qué no utilizamos la inclinación de 18º para la variante A, fija todo el año, si la captación de energía es mayor que con la inclinación de 28º?. La respuesta está en el pasillo mínimo que debemos de dejar para realizar las labores de mantenimiento, ya que, con una inclinación de 18º en la configuración de la variante A, no dispondríamos del pasillo mínimo de 0,4m para garantizar dichas labores.

Esta energía máxima obtenida con la variante B la podemos mejorar, si aprovechamos la condición de que la estructura soporte sea de inclinación variable, escogiendo para cada mes del año, aquella inclinación que nos proporcione una mayor captación de energía.

Para una mejor apreciación visual, se ha diferenciado la máxima energía mensual inyectada por cada una de las variantes en color rojo y la mínima en color azul, a continuación se ha realizado la suma total de cada variante con las máximas obtenidas para cada mes del año y se representa en la siguiente tabla resumen junto con los ingresos que cada variante proporciona:

VARIANTE DE SIMULACION	A	B	C
TIPO DE ESTRUCTURA	FIJA	VARIABLE	VARIABLE
INCLINACION EN VERANO [º]	28	18	18
INCLINACION EN INVIERNO [º]	28	52	52
POTENCIA PICO [W]	54.390	54.390	45.695
ENERGIA [kW.H/AÑO]	76.144	78.872	70.109
INGRESOS [€/AÑO]	8.376	8.676	7.712

Tabla 22: Comparativa entre estructuras fijas y variables.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

En la tabla anterior podemos apreciar que las potencias pico de las variantes A y B son las mismas porque ambas disposiciones están calculadas para una inclinación óptima de panel de 28º que permite un aprovechamiento óptimo de la superficie de la cubierta y por consiguiente una mayor potencia pico instalada pero sin embargo la energía capturada por la variante B es mayor debido a que en los meses de verano, la inclinación de paneles a 18º proporciona una mayor captación de energía en los meses que van de Abril a Septiembre

En vista de los resultados, vemos que la mejor opción de todas es la variante B con la que obtenemos unos ingresos anuales superiores a la variante A de 300 €.

Ahora sólo nos queda comprobar si estos ingresos superiores obtenidos mediante la variante B frente a los obtenidos con la variante A compensan la mayor inversión que requiere la variante B con respecto a la A.

A tal efecto se han consultado precios de estructuras a varios fabricantes del mercado para soportar los 294 paneles escogidos para el proyecto y, como es natural, los precios difieren bastante entre ellos aunque no ocurre lo mismo con el sobrecoste que tienen los soportes con inclinación variable estacional frente a los fijos para cada fabricante, estando situado éste entre un 50 y un 75%.

De entre todos los fabricantes consultados, se han seleccionado para el estudio los siguientes:

FABRICANTE	MODELO	MATERIAL	PRECIO FIJA[€]	PRECIO VARIABLE [€]
SCHLETTER	COMPACT VARIO	ALUMINIO	14.412	23.150
ALUSIN SOLAR	BULNES	ALUMINIO 6.063	12.100	18.200
SOPORTES SOLARES	SS-N1-AL	ALUMINIO 6.060	12.960	22.000

Tabla 23: Comparativa de precio entre estructuras fijas.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Una vez comparadas las diferentes ofertas que ofrece cada fabricante, como pueden ser: precio, tipo y calidad de materiales, garantías, sistemas de anclaje sobre el tejado, resistencia al viento, etc, se ha optado por escoger la estructura del fabricante ALUSIN SOLAR por cumplir mejor que los demás con las características reseñadas.

En cuanto a la elección de la inclinación (variable o fija) se ha optado por escoger la inclinación fija de 28º durante todo el año, ya que el incremento del coste que supone el soporte de inclinación variable de Alusín Solar y que asciende a 6.100 €, junto con el incremento de beneficios anuales obtenidos por la estructura variable, propicia un tiempo de retorno de la inversión de 6.100/300=20 años, lo que supone un desembolso inicial bastante alto para un tiempo de recuperación de la inversión muy lejano.

Así pues, la estructura escogida para nuestro proyecto será una **estructura con inclinación fija de 28º durante todo el año** suministrada por el fabricante **ALUSIN SOLAR** y modelo **BULNES.**

Las fichas técnicas y manuales de instrucciones de la estructura soporte se adjuntan en el anexo 7.2.

2.3.3 Resumen de la elección.

Tras todo el estudio realizado en los anteriores apartados, el resultado final al que se ha llegado es el siguiente:

Los principales componentes de la instalación utilizados serán:

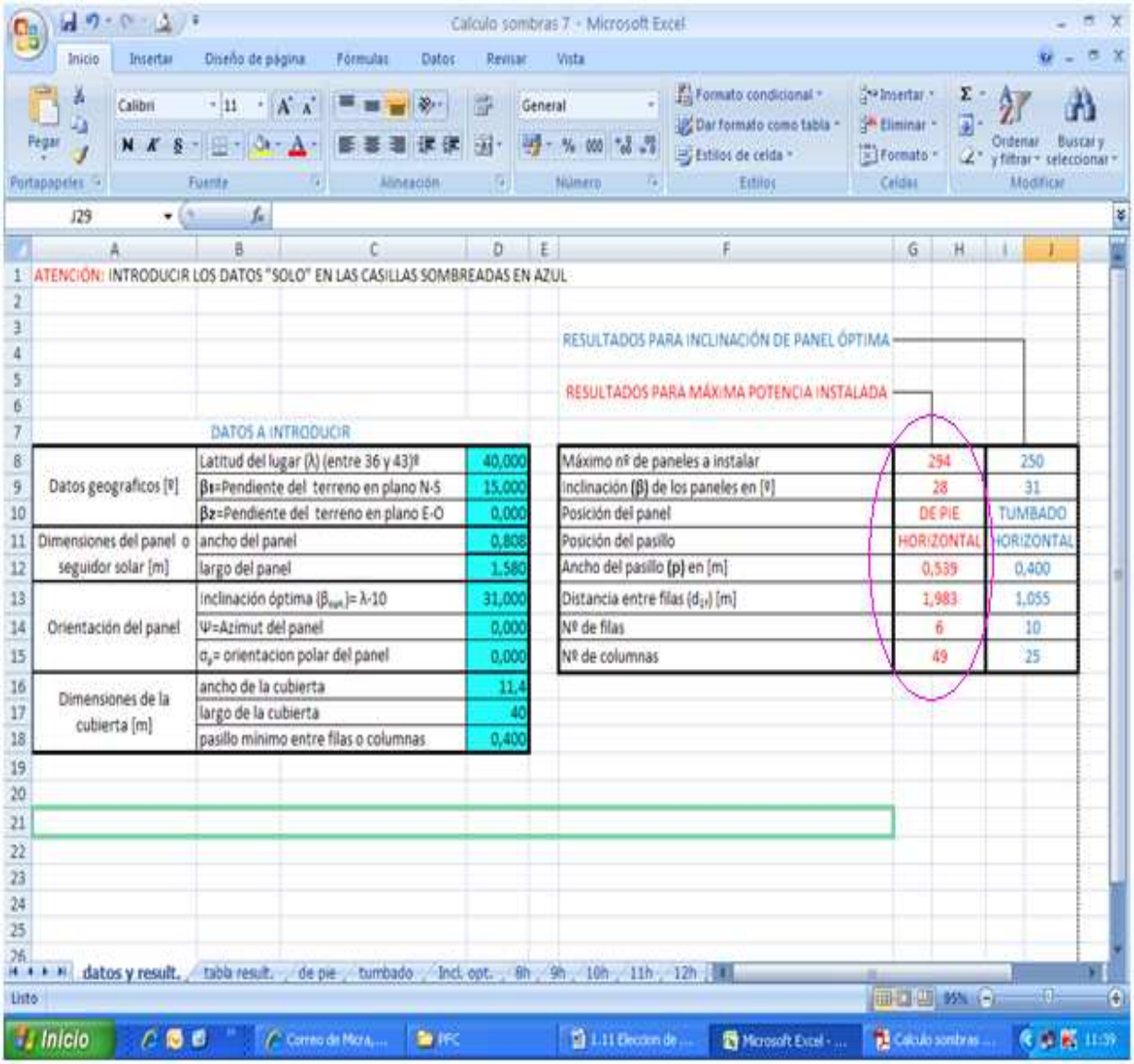
ELEMENTO	MARCA	MODELO
PANELES SOLARES	BRISBAN	BS 185S
INVERSOR	SANTERNO	SUNWAY TG 61
ESTRUCTURA SOPORTE	ALUSIN SOLAR	BULNES

Tabla 24: Elección de los principales componentes de la instalación.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Las características de la batería de generadores obtenida tras los cálculos realizados para configuración de máxima potencia es:

- Máximo nº de paneles a instalar: 294
- Potencia pico de cada panel: 185Wp
- Potencia pico de la batería de generadores: 54.390Wp
- Superficie de captación del panel: 1,277m^2
- Superficie total de la batería de generadores: 375,3 m^2
- Nº de filas: 6
- Nº de columnas: 49
- Pasillo entre filas: 0,539m.
- Distancia entre filas: 1,983m.
- Inclinación óptima: 28º
- Posición del panel: Vertical
- Posición del pasillo: Horizontal

A continuación se muestra la pantalla de los resultados obtenidos mediante la tabla de cálculo confeccionada para tal fin.



ATENCIÓN: INTRODUCIR LOS DATOS "SOLO" EN LAS CASILLAS SOMBREADAS EN AZUL

DATOS A INTRODUCIR

Datos geograficos [º]	Latitud del lugar (λ) (entre 36 y 43)º	40,000
	βx=Pendiente del terreno en plano N-S	15,000
	βz=Pendiente del terreno en plano E-O	0,000
Dimensiones del panel o seguidor solar [m]	ancho del panel	0,808
	largo del panel	1,580
Orientación del panel	Inclinación óptima (β_{opt})= λ-10	31,000
	Ψ=Azimut del panel	0,000
	σ_p= orientacion polar del panel	0,000
Dimensiones de la cubierta [m]	ancho de la cubierta	11,4
	largo de la cubierta	40
	pasillo minimo entre filas o columnas	0,400

RESULTADOS PARA INCLINACIÓN DE PANEL ÓPTIMA

RESULTADOS PARA MÁXIMA POTENCIA INSTALADA

Máximo nº de paneles a instalar	294	250
Inclinación (β) de los paneles en [º]	28	31
Posición del panel	DE PIE	TUMBADO
Posición del pasillo	HORIZONTAL	HORIZONTAL
Ancho del pasillo (p) en [m]	0,539	0,400
Distancia entre filas (d_{1r}) [m]	1,983	1,055
Nº de filas	6	10
Nº de columnas	49	25

Figura 79: Imagen de los resultados obtenidos mediante la tabla de cálculo.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

2.4 CALCULO DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.[12]

Antes de realizar cualquier aplicación solar, en general, y una instalación fotovoltaica en particular, es necesario realizar una estimación de las posibles pérdidas por sombreado que se pudieran proyectar, para cualquier época del año, sobre cada una de las superficies de estudio debido a obstáculos próximos que ocasionarán una disminución de la energía esperada inicialmente.

La orientación e inclinación de los paneles la podemos considerar óptima (Ψ=6º;β=28º) por lo que no se tendrán en cuenta las pérdidas por una inclinación errónea u orientación distinta del Sur (0,05% por grado de desviación del Sur), únicamente nos centraremos en analizar las pérdidas por sombreado originadas por obstáculos próximos.

Para el cálculo de las pérdidas de radiación solar por sombras, se representará el perfil de los obstáculos en el diagrama de trayectorias del Sol que ofrece el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red de IDAE, en su Anexo III y que se reproduce en la siguiente figura.

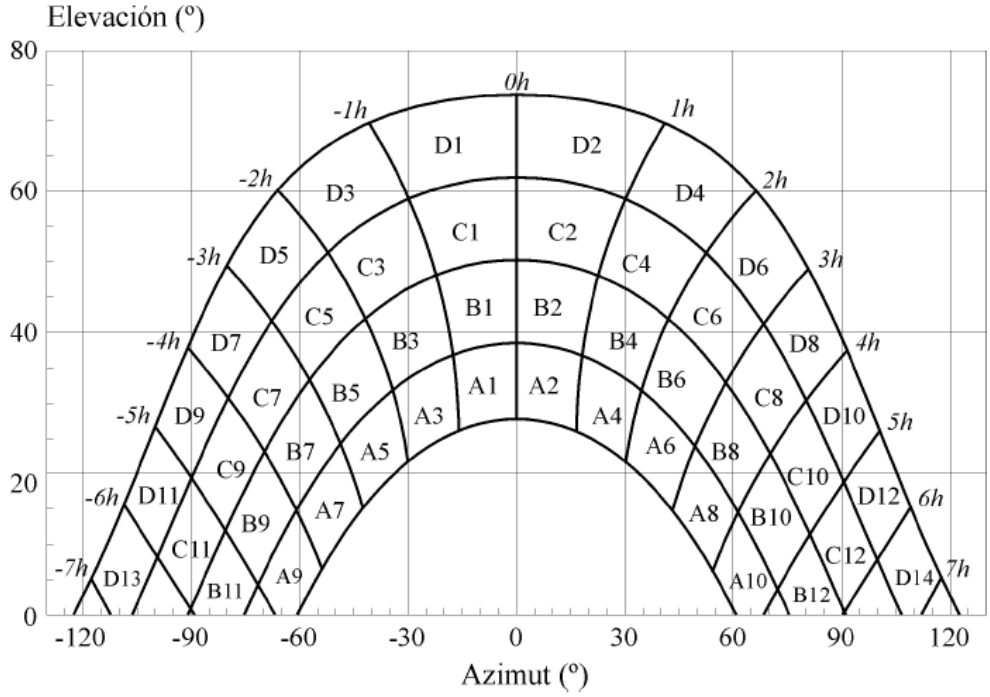


Figura 80: Diagrama de trayectorias del Sol.
Fuente: IDAE

Para la obtención del perfil de los obstáculos se localizarán los principales obstáculos que afectan a la superficie en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y de altura solar o elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Los puntos para la representación del perfil de obstáculos se han obtenido siguiendo el método siguiente:

- Localización del Sur mediante brújula.
- Situándose en el centro de la superficie, delinear un perfil aproximado de los obstáculos
- Medir con la brújula la desviación con respecto al Sur de cada uno de los puntos que perfilan el obstáculo.
- Medir con un inclinómetro la altura solar de los mismos puntos.
- Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año. Dicha trayectoria 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.
- Selección de la tabla de referencias para los cálculos. Cada una de las porciones de la figura anterior, representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia la más adecuada de entre las que se incluye en la sección III del anexo del pliego de condicione del IDAE.
- Cálculo Final. La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75, ó 1.

Según explica el IDAE, las perdidas por sombreado se calcularán aplicando un coeficiente de relleno al porcentaje de pérdidas de irradiación solar global anual que se perdería si la sombra del obstáculo ocupase toda la casilla, que para orientación Sur e inclinación 35º (Valor de tablas más próximo a los 28º utilizados en nuestra instalación) toma los siguientes valores:

Tabla V-1

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

Tabla 25: Tabla de porcentajes de pérdidas de irradiación solar global anual, para orientación Sur e inclinación 35º.
Fuente: IDAE

Para obtener el perfil de obstáculos deben localizarse los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición de azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal), en nuestro caso, el único obstáculo que produce alguna sombra sobre una fila de módulos sería la fila anterior (situada más al Sur).

El cálculo de pérdidas por sombreado se realiza teniendo en cuenta el punto más bajo y medio del panel del que se requiere estudiar su sombreado, ya que es el punto con mayor número de horas de sombra.

Para hallar el perfil de obstáculos y posteriormente representarlos en el diagrama de trayectorias del sol, deben conocerse una serie de puntos representativos que son los representados en la siguiente figura.

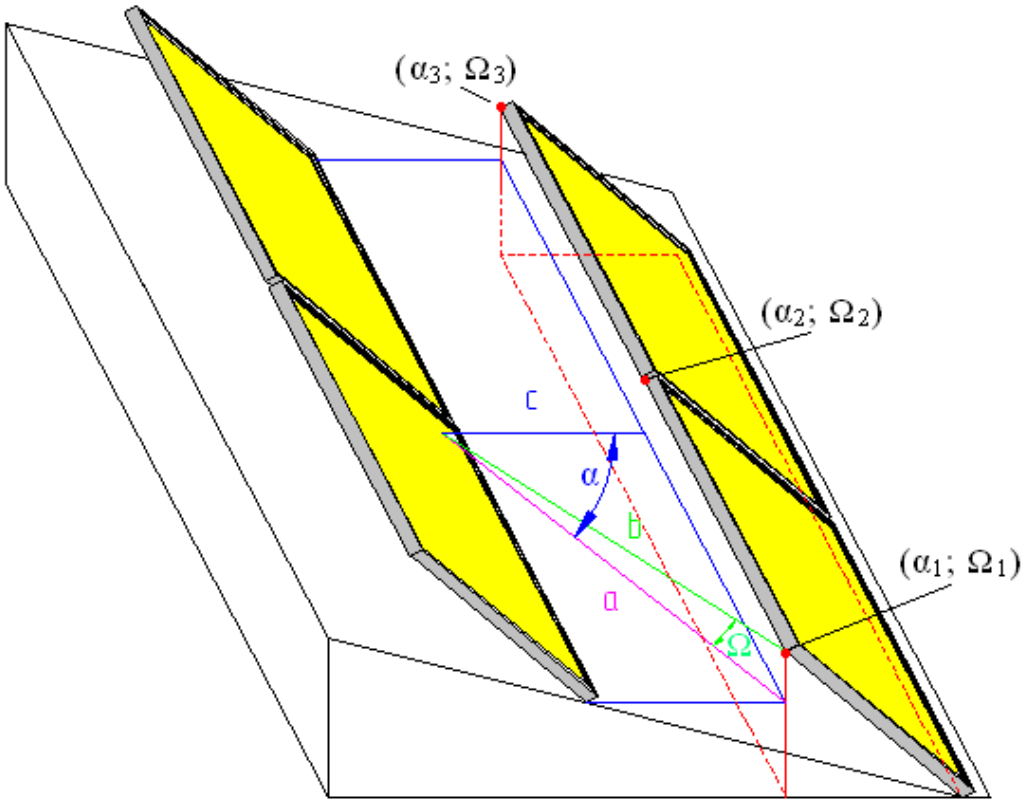


Figura 81: Representación esquemática de dos filas de módulos sobre una cubierta inclinada y los puntos de referencia para el cálculo del sombreado entre filas.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Donde:

(α_i;Ω_i): ángulos de acimut y altura de los puntos de referencia de una fila de módulos con respecto al punto central de la arista inferior de la fila de módulos posterior respectivamente.
c: Distancia desde el punto central de la arista inferior de una fila de módulos hasta la proyección del punto medio de la arista superior de la fila de módulos anterior sobre el plano horizontal que contiene el primer punto.
a: Distancia desde el punto central de la arista inferior de una fila de módulos hasta la proyección de un punto extremo de la arista superior de la fila de módulos anterior sobre el plano horizontal que contiene el primer punto.
b: Distancia desde el punto central de la arista inferior de una fila de módulos hasta un punto extremo de la arista superior de la fila de módulos anterior

En la figura anterior se representan dos filas de módulos de longitud L con una inclinación β y sobre una cubierta inclinada β_1º.

Se analizarán los puntos superiores de las esquinas y el punto medio de la primera fila de módulos tomando como referencia el punto medio inferior de la fila posterior.

Para el cálculo de la inclinación (Ω), primero debe conocerse la diferencia de altura (h) entre dos puntos homónimos de dos filas consecutivas.

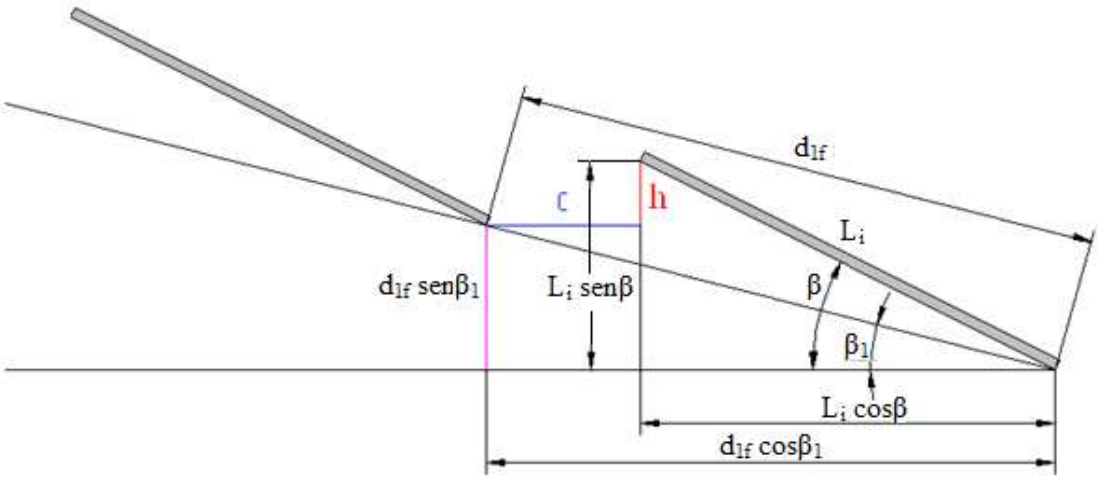


Figura 82: Vista en perfil de dos filas consecutivas de paneles sobre una cubierta inclinada.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Donde:

h: Altura vertical desde el punto más bajo de una fila de módulos hasta el punto más alto de la fila de módulos anterior [m].
Li: Longitud del lado inclinado del panel [m].
β: Angulo de inclinación del panel con respecto a la horizontal [º].
β_1: Angulo de inclinación de la cubierta [º].
d_{1f}: Distancia entre dos filas de módulos consecutivas [m].

Conocido el ángulo de inclinación del panel (β=28º), la inclinación de la cubierta (β_1=15º) y la longitud del panel, (L_i=1,58m), la altura de los puntos (α_i;Ω_i) será:

$$h = L_i \cdot \sin\beta - d_{1f} \cdot \sin\beta_1$$

$$h = 1{,}58 \cdot \sin 28 - 1{,}983 \cdot \sin 15 = 0{,}23m$$

La distancia (c) entre el punto más bajo de una fila de módulos y el homónimo más alto de la fila anterior será:

$$c = d_{1f} \cdot \cos\beta_1 - L_i \cdot \cos\beta$$

$$c = 1{,}983 \cdot \cos 15 - 1{,}58 \cdot \cos 28 = 0{,}52m$$

La distancia (a) para más tarde determinar el ángulo β, la calculamos con:

$$a = \sqrt{c^2 + \left(\frac{L_p}{2}\right)^2}$$

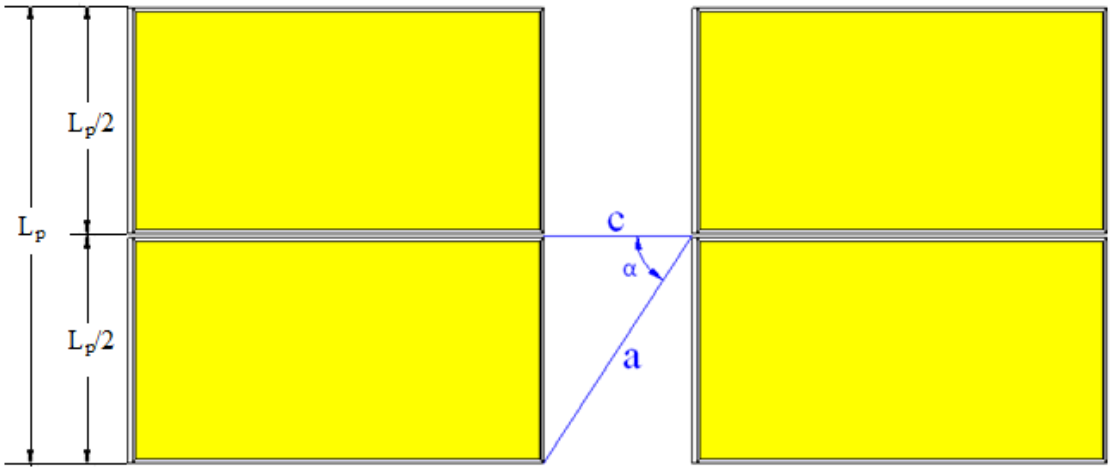


Figura 83: Vista en planta de dos filas consecutivas de paneles sobre una cubierta inclinada.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Según se detalla en el apartado 2.6.1.2 (Figura 85) sabemos que la longitud total que ocupa una fila de paneles es de:

$$L_p = 41{,}09m$$

Ahora podemos calcular (a):

$$a = \sqrt{0{,}52^2 + \left(\frac{41{,}09}{2}\right)^2} = 20{,}55m$$

Una vez calculado (a), ya podemos conocer el ángulo (Ω) formado por las líneas a y b (**Figura 81**):

$$\Omega = \tan^{-1}\frac{h}{a}$$

$$\Omega = \tan^{-1}\frac{0{,}23}{20{,}55} = 0{,}64º$$

Y el ángulo (α) será:

$$\alpha = \tan^{-1}\frac{L}{2c}$$

$$\alpha = \tan^{-1}\frac{41{,}09}{2 \cdot 0{,}52} = 88{,}55º$$

Teniendo en cuenta que los puntos 1 y 3 son simétricos con respecto a la línea N-S, **las coordenadas (α_1;Ω_1) del punto 1 serán (88,55;0,64)**, con signo positivo para el acimut por ser el punto 1 el más situado hacia el Oeste y **las coordenadas (α_3;Ω_3) del punto 3**

serán (-88,55;0,64), con signo negativo para el acimut por ser el punto 3 el más situado hacia el Este.

Procedemos del mismo modo para calcular el acimut y la altura del punto 2 y obtenemos:

$$\Omega_2 = \tan^{-1}\frac{h}{c} = \tan^{-1}\frac{0{,}23}{0{,}52} = 23{,}86º$$

El ángulo acimutal será α_2=0º por estar los paneles orientados justamente hacia el Sur.

Las coordenadas (α_2;Ω_2) del punto 2 serán: (0;23,86).

Llevamos estos tres puntos significativos sobre el diagrama de trayectorias del Sol y obtenemos la siguiente figura:

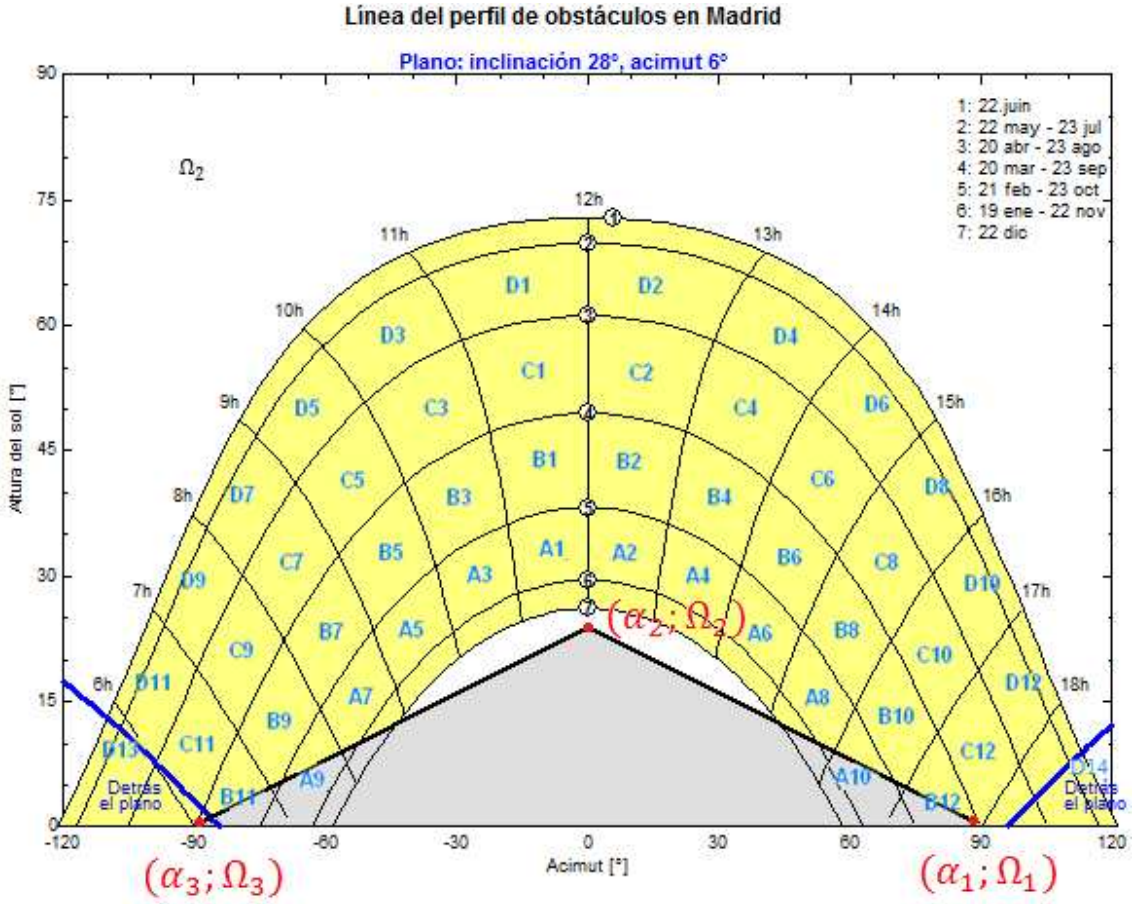


Figura 84: Representación del perfil de sombras sobre el diagrama de trayectorias del Sol.
Fuente: PVSYST

A continuación asignamos los coeficientes de relleno de cada porción sombreada del diagrama.

Área	Factor de relleno (Ki)
A7	25%
A8	25%
A9	75%
A10	75%
B11	50%
B12	50%

Tabla 26: Coeficientes de relleno asignados para cada porción del diagrama de trayectorias del Sol.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Utilizando los porcentajes de pérdidas por irradiación de la **Tabla 25** y los coeficientes de relleno de la tabla anterior obtenemos la ecuación que nos determina el porcentaje total de pérdidas por sombreado entre paneles.

$$p = A_7 \cdot K_{A7} + A_8 \cdot K_{A8} + A_9 \cdot K_{A9} + A_{10} \cdot K_{A10} + B_{11} \cdot K_{B11} + B_{12} \cdot K_{B12}$$

Ecuación 41: Porcentaje total de pérdidas por sombreado.

$$p = 0{,}25 \cdot 1 + 0{,}25 \cdot 0{,}98 + 0{,}75 \cdot 0{,}13 + 0{,}75 \cdot 0{,}11 + 0{,}5 \cdot 0{,}01 + 0.5 \cdot 0{,}02 = 0{,}69\%$$

Como se puede apreciar, el valor de pérdidas por sombras es inferior al 10%, que es el mínimo recomendado por el DB HE5 del CTE, tal y como se indica en la tabla 2.2 (pérdidas límite) del punto 4 apartado 2.2 de dicho documento.

2.5 ESTUDIO ENERGÉTICO

En éste apartado se estudiará el diseño de la instalación fotovoltáica, con los datos obtenidos hasta el momento, comprobando como influyen sobre el rendimiento, la rentabilidad y el medio ambiente los principales parámetros energéticos que se obtienen en el emplazamiento elegido.

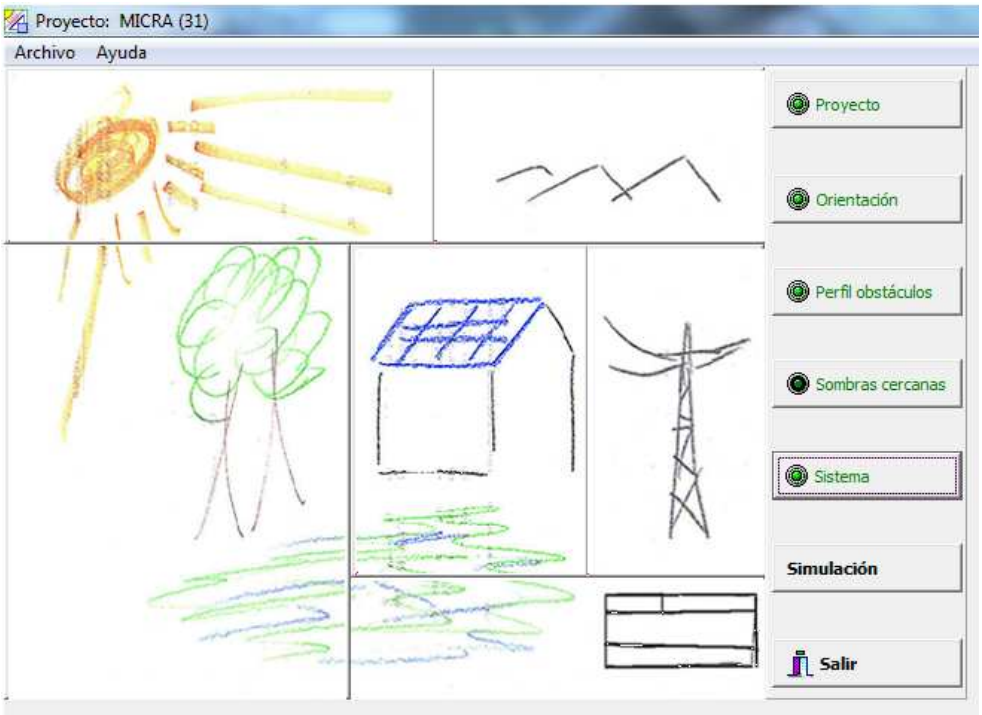
Para realizar el estudio energético se utilizará el software PVSYST V 5.12. Se trata de una herramienta informática desarrollada por la Universidad de Génova que sirve para diseñar instalaciones fotovoltaicas permitiendo el estudio, simulación y análisis de datos completo de los sistemas fotovoltaicos.

Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibirá en función de su ubicación (gracias a su base de datos meteorológica), en función de los componentes de la instalación (gracias a su base de datos con todos los datos y especificaciones de los principales fabricantes de paneles e inversores fotovoltaicos) y a sus cálculos en la proyección de sombras (gracias a la simulación del movimiento del Sol durante todos los días del año), así como un diseño en 3D de la instalación y un análisis económico usando costes reales de componentes, costes adicionales y las condiciones de inversión, en cualquier moneda.

A continuación se detalla el proceso a seguir para la obtención del estudio energético mediante el simulador, al que introduciremos los datos conocidos hasta el momento.

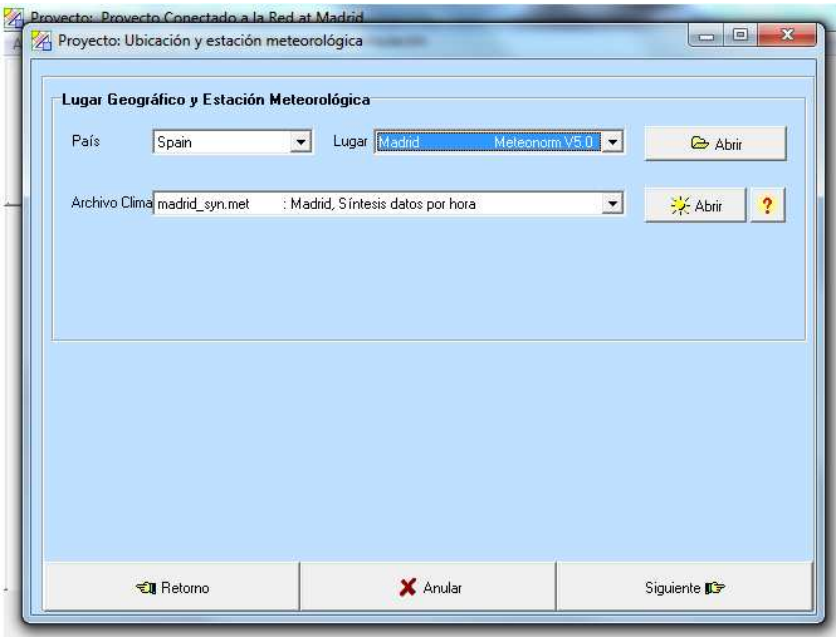
La primera pantalla que aparece al iniciar el programa nos permite seleccionar el tipo de estudio y sistema que queremos realizar. En nuestro caso escogemos "Diseño del proyecto" y "Conectado a la red".

Tras pinchar "OK" en la pantalla anterior, aparece la siguiente pantalla en la que pincharemos sobre "Proyecto", donde asignaremos un nombre para el proyecto

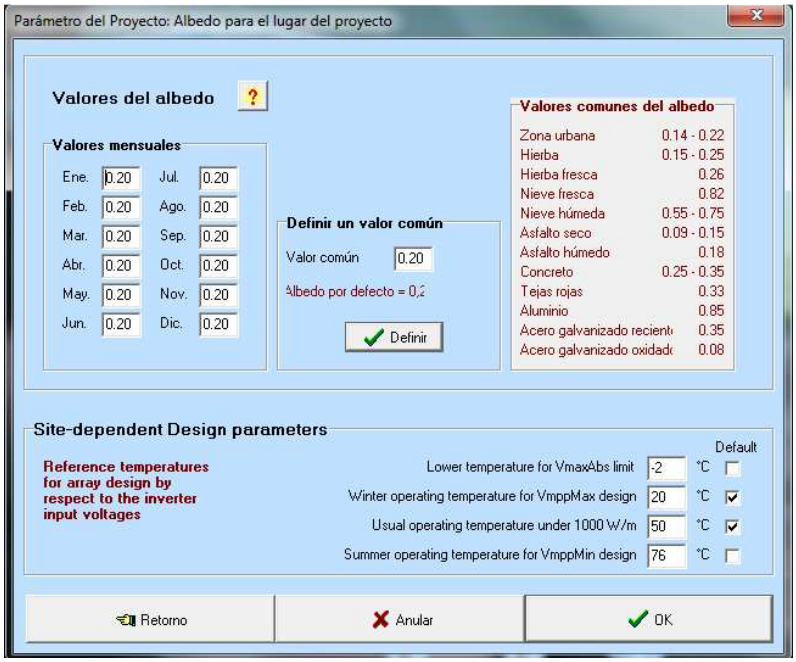


Aquí introducimos el nombre para el proyecto y los datos del cliente y a continuación pinchamos sobre "estación meteorológica".

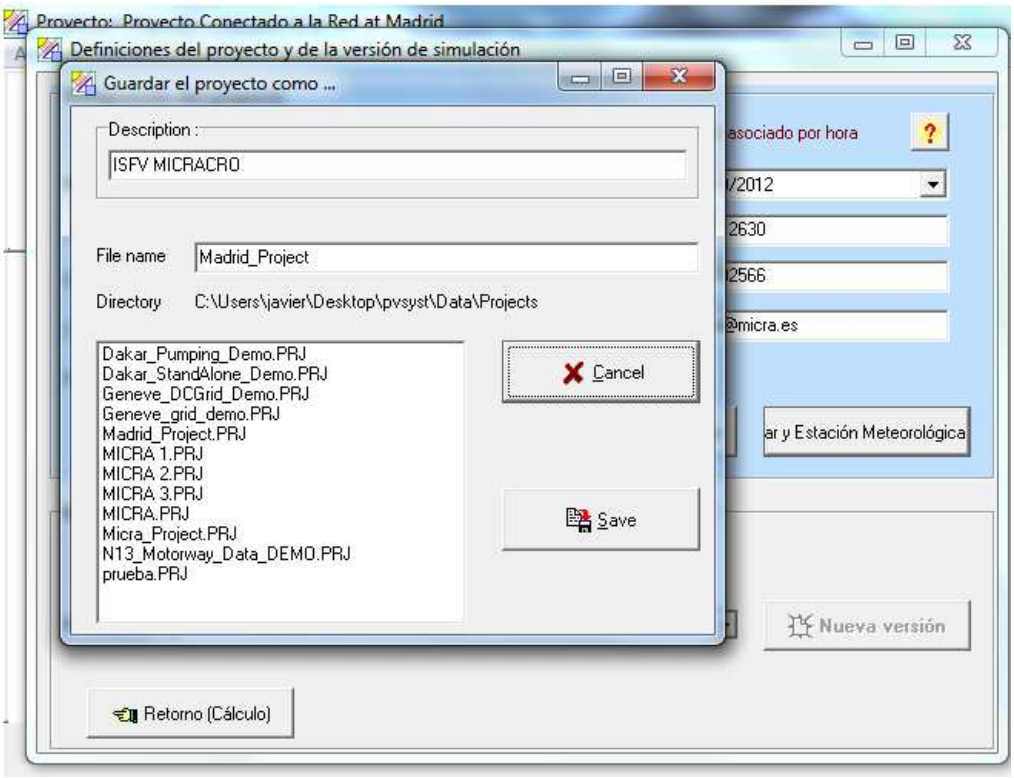
En ésta pantalla escogemos la estación meteorológica que se encuentra más cercana a la ubicación de la instalación, de entre todas las que se encuentran en la base de datos, y a continuación pinchamos en "siguiente".



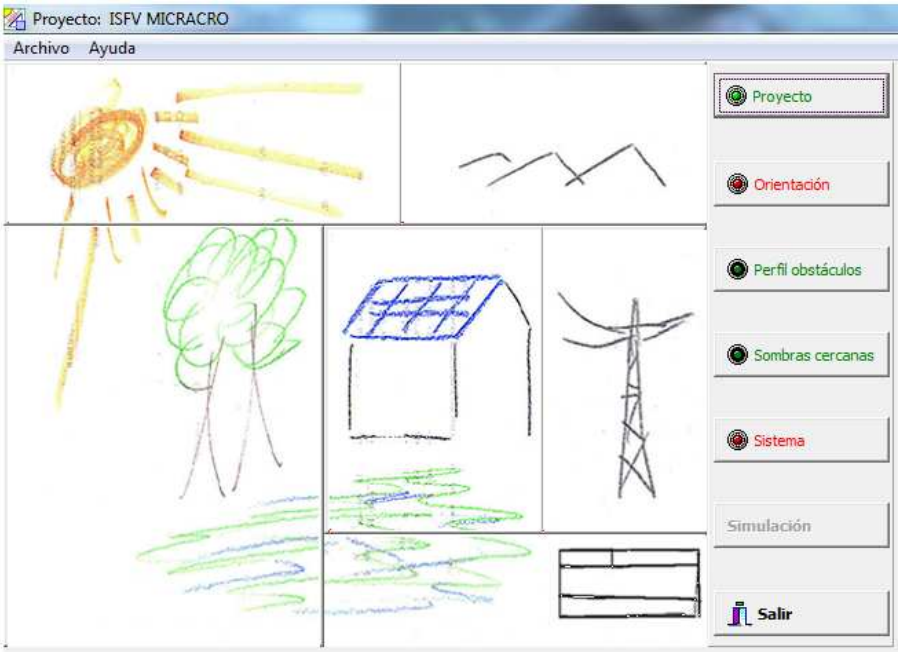
En la pantalla que aparece a continuación se selecciona el valor de albedo perteneciente al lugar, en nuestro caso seleccionamos un valor de 0,2 por encontrarse en una zona urbana y ser el valor habitual para cada casi todas las ubicaciones de éste tipo, también seleccionamos la temperatura mínima (-1,875ºC) y máxima (76,25ºC) de funcionamiento para el panel que se ha calculado con la Ecuación 42 del apartado 2.6.2.1.1. A continuación pinchamos "OK".



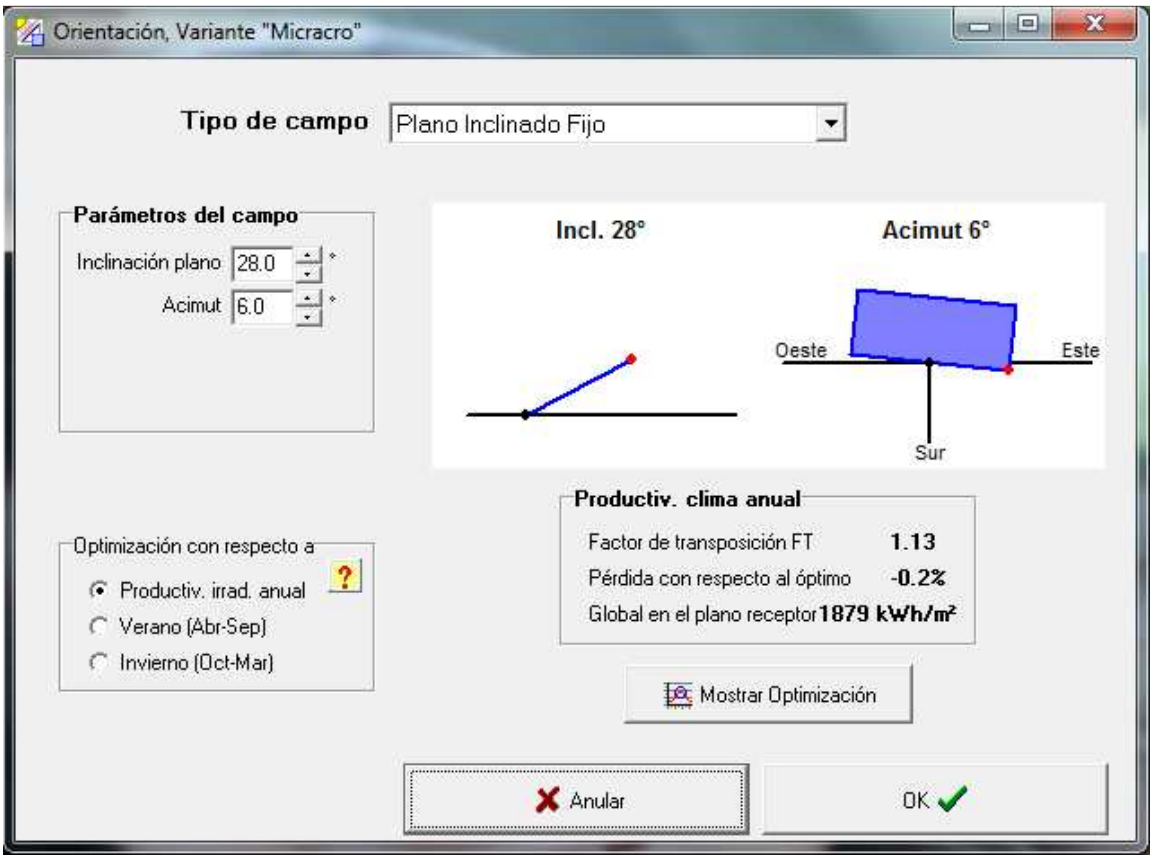
En la siguiente pantalla guardamos todos los datos introducidos y aceptamos el proyecto pinchando en "Save".



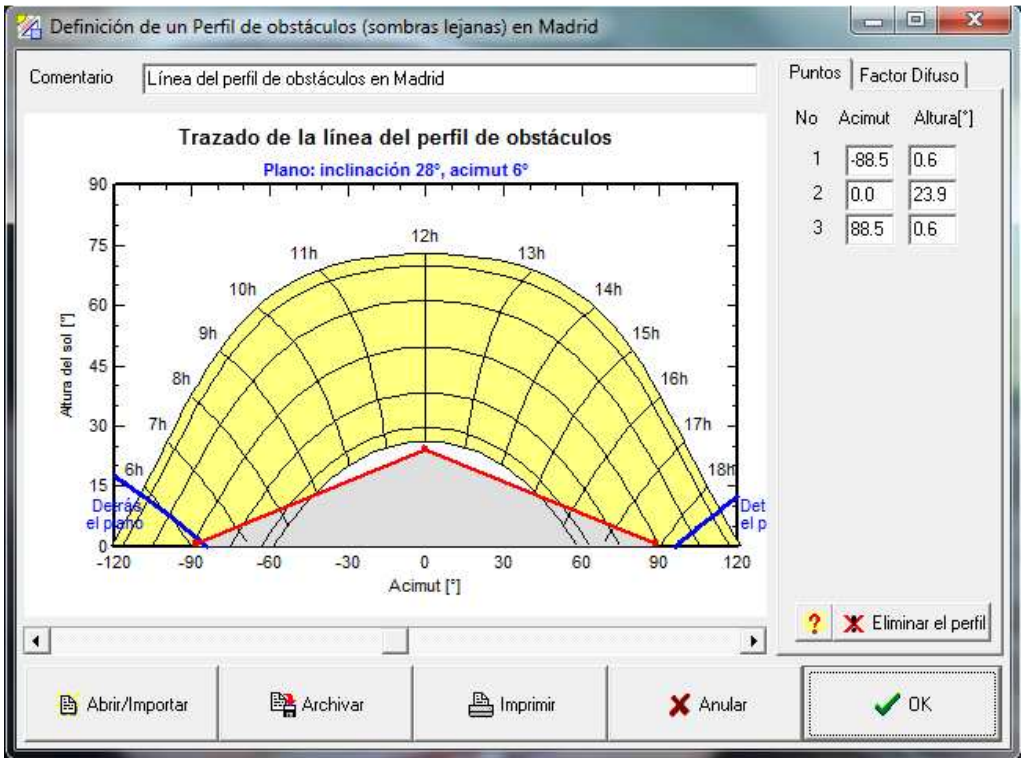
Una vez hecho esto, ya tenemos creado un proyecto y los pasos que vienen a continuación son para definirlo. En primer lugar tenemos que definir su orientación pinchando en "Orientación" en la pantalla principal.



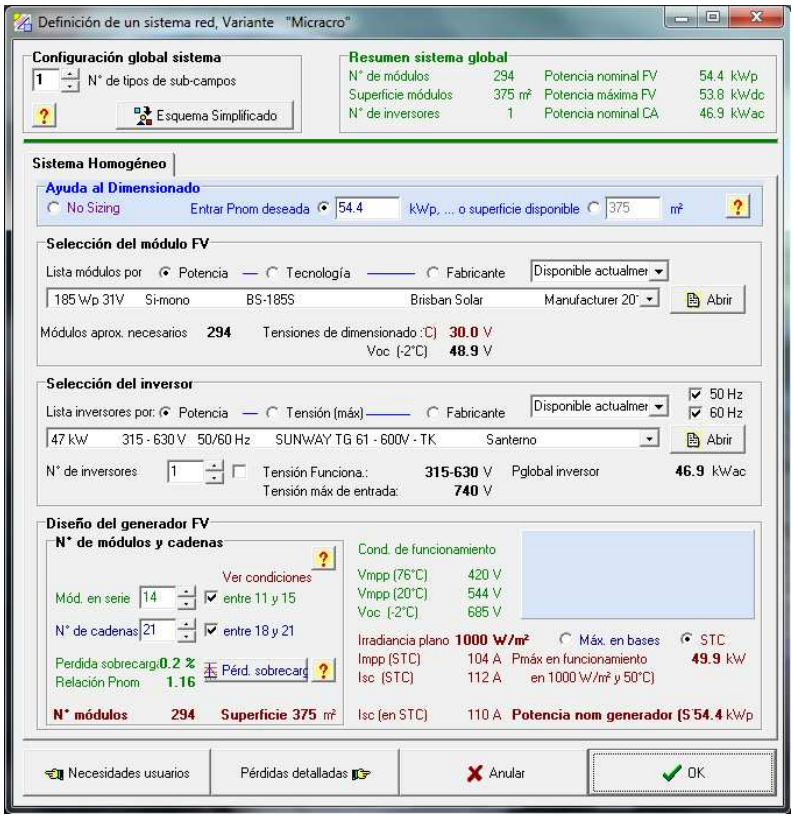
En la siguiente pantalla introducimos el tipo de generador solar y el ángulo de inclinación de las placas que hemos decidido al final del apartado 2.3.2 (28º de inclinación) y los 6º de azimut de la cubierta, la época del año para la cual queremos realizar el estudio (anual, verano o invierno) y a continuación pinchamos "OK".



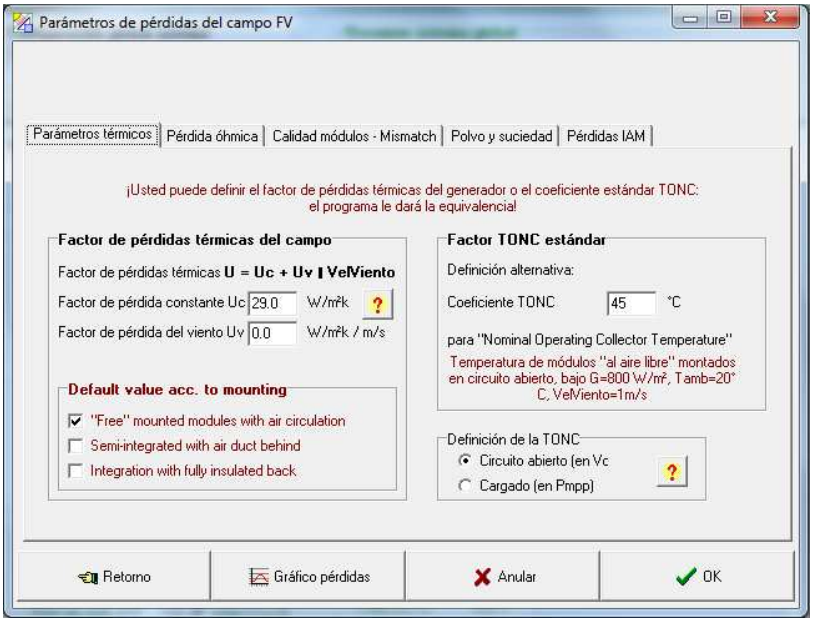
En la siguiente pantalla (pantalla principal) pinchamos en "Perfil obstáculos y aparece la gráfica de trayectorias del Sol, sobre la que debemos generar el perfil de obstáculos que proyectan alguna sombra sobre los paneles del generador solar, para ello introducimos los ángulos de acimut y altura solar de los puntos de referencia de los posibles obstáculos que puedan proyectar sombras en la instalación tal y como se ha explicado en el apartado 2.4. En éste caso, el único obstáculo que puede proyectar una sombra sobre una fila de paneles es la fila de paneles que se encuentra situada justo por delante de ella y los puntos introducidos son el vértice superior situado más al Éste (-88,5;0.6), el vértice superior situado más al Oeste (88,5;0.6) y el punto central más alto de cada fila (0;23.9).



Una vez que pinchamos sobre "OK" en la pantalla anterior, volvemos a la pantalla principal en la que pincharemos sobre la opción "Sistema" con lo que pasaremos a la pantalla siguiente.

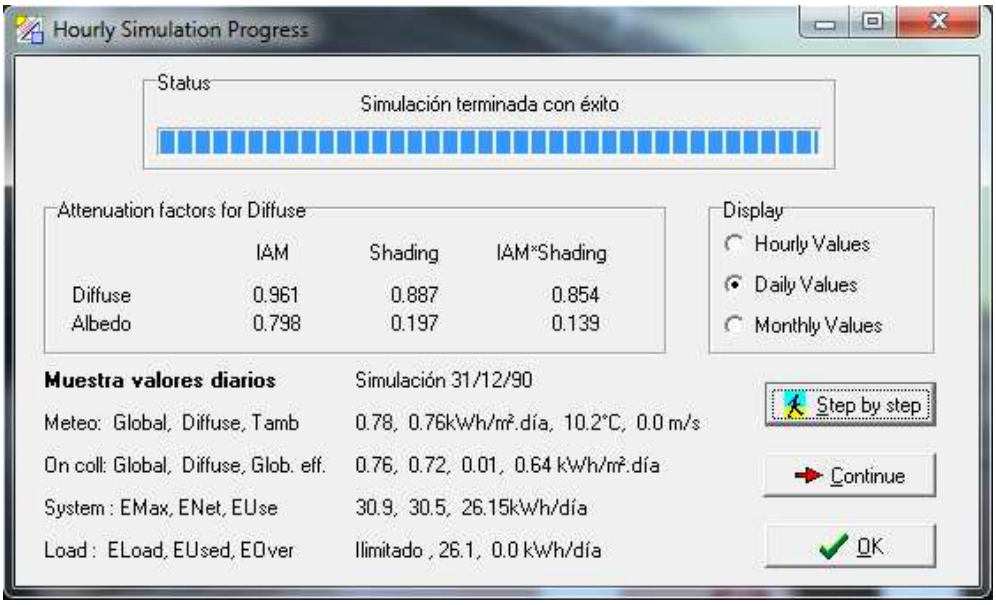


En ésta pantalla tenemos que introducir el panel fotovoltaico y el inversor que previamente se han seleccionado en el apartado 2.3.1.3 (selección de la pareja inversor-panel óptima) y obtenemos como resultado la configuración global del sistema como: nº de módulos en serie, nº de cadenas en paralelo, etc. A continuación pinchamos en "Pérdidas detalladas" y en la pestaña "parámetros térmicos" seleccionamos la opción "Free", (montaje de módulos con circulación de aire ya que los módulos no tendrán ningún tipo de obstáculo por su parte trasera y estarán completamente ventilados.

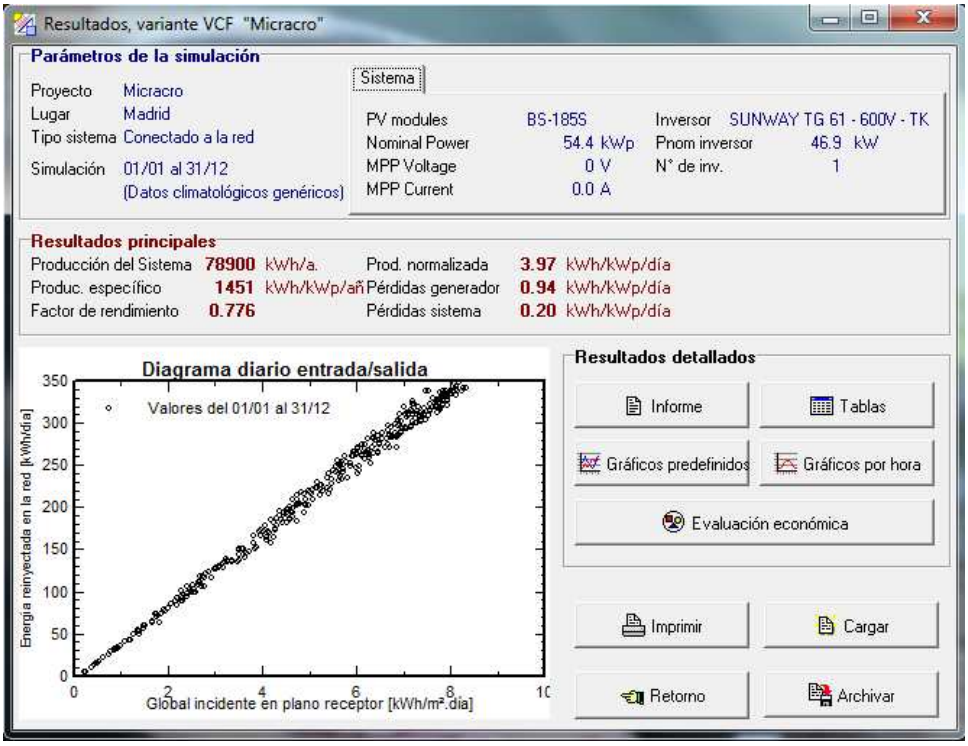


Una vez hecho esto, pinchamos en "OK" y volvemos a la pantalla anterior donde volviendo a pinchar en "OK" vamos a la pantalla principal en donde seleccionamos "Simulación".

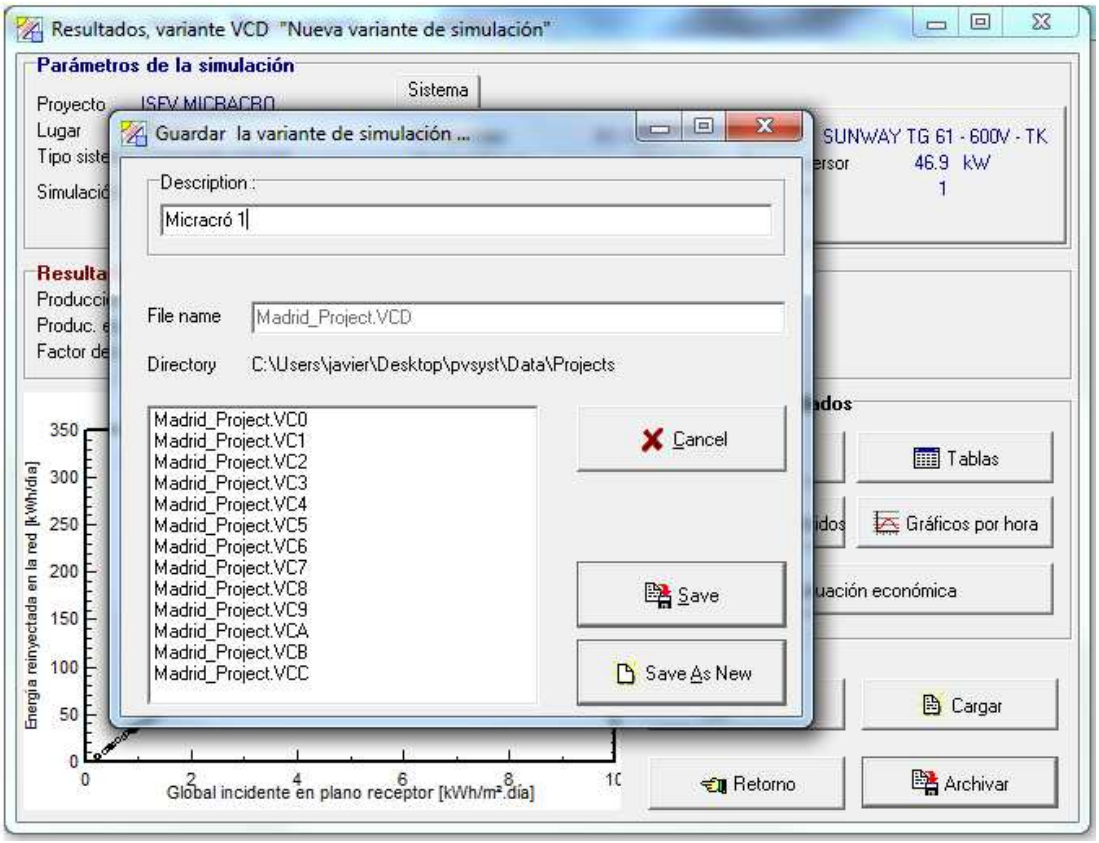
Pinchando sobre la opción "simulación", el programa realiza la simulación del comportamiento de la instalación durante todo el año, una vez hecho esto pinchamos sobre "OK".



En la pantalla que aparece a continuación se presentan los **resultados principales** de la simulación como la **producción anual** del sistema que se inyecta a la red, y que nos será de gran utilidad para realizar el estudio económico y de viabilidad del proyecto.



El siguiente paso es guardar todos los cálculos realizados en el proyecto para lo que pinchamos sobre la opción "Archivar" e introducimos el nombre que queremos dar a la variante de simulación en el casillero "Descripción", pinchando en "Save" guardamos todos los cálculos.



Ya tenemos guardado el proyecto con los resultados de la simulación y pinchando sobre el botón "Informe" obtenemos un amplio informe con todos los resultados obtenidos de la simulación.

A continuación se presentan los informes con los resultados obtenidos tras la simulación.

PVSYST V5.12		20/02/13	Página 1/4

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : **Micracro**

Lugar geográfico	**Madrid**		**País**	**España**
Ubicación	Latitud	40.5°N	Longitud	3.5°W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	582 m
	Albedo	0.20		

Datos climatológicos : Madrid, Síntesis datos por hora

Variante de simulación : Micracro

Fecha de simulación 20/02/13 18h37

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor	Inclinación	28°	Acimut	6°
Perfil obstáculos	Elevación Media	12.3°		
Sombras cercanas	Sin sombreado			

Características generador FV

Módulo FV	Si-mono	Modelo	**BS-185S**		
		Fabricante	Brisban Solar		
Número de módulos FV		En serie	14 módulos	En paralelo	21 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	294	Pnom unitaria	185 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	**54 kWp**	En cond. funciona.	50 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	478 V	I mpp	104 A
Superficie total		Superficie módulos	**375 m²**	Superficie célula	322 m²

Inversor	Modelo	**SUNWAY TG 61 - 600V - TK**		
	Fabricante	Santerno		
Características	Tensión Funciona.	315-630 V	Pnom unitaria	47 kW AC

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, VelViento=1m/s)			TONC	45 °C
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	77 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	2.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parámetro bo	0.05

Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

En la primera hoja se presentan todos los parámetros que intervienen en la simulación.

PVSYST V5.12		20/02/13	Página 2/4

Sistema Conectado a la Red: Definición del horizonte

Proyecto : **Micracro**

Variante de simulación : **Micracro**

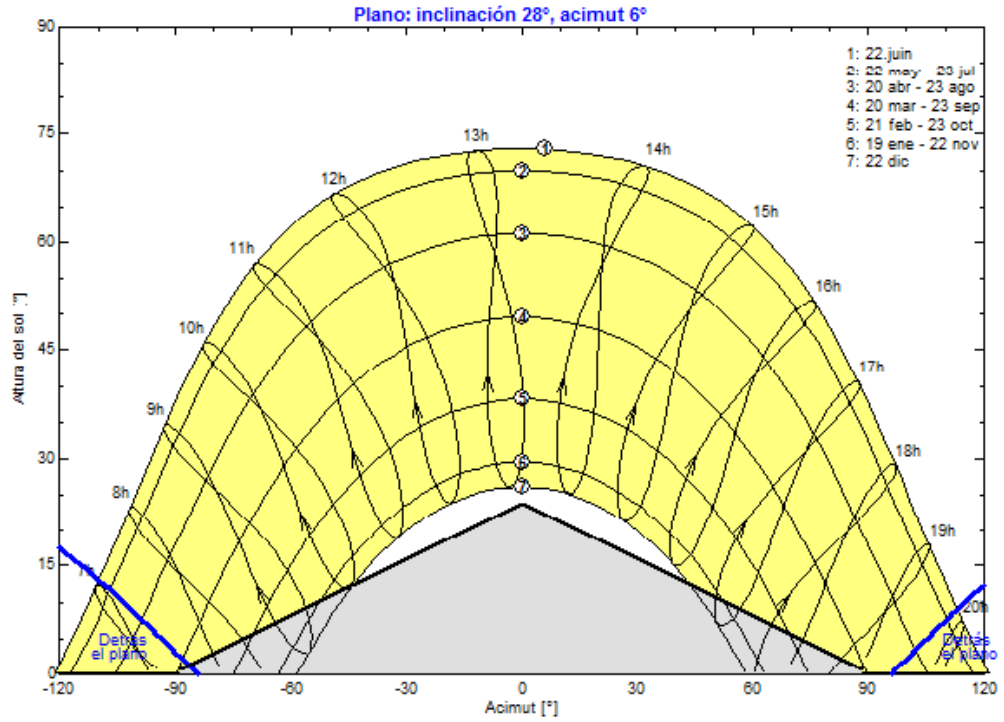
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**		
Perfil obstáculos	Elevación Media	12.3°		
Orientación Campos FV	inclinación	28°	acimut	6°
Módulos FV	Modelo	BS-185S	Pnom	185 Wp
Generador FV	N° de módulos	294	Pnom total	**54 kWp**
Inversor	Modelo	SUNWAY TG 61 - 600V - TPnom		47 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Perfil obstáculos	Elevación Media	12.3°	Factor Difuso	0.89
	Factor Albedo	100 %	Fracción Albedo	0.20

Altura [°]	0.6	23.9	0.6
Acimut [°]	-89	0	89

Línea del perfil de obstáculos en Madrid

Plano: inclinación 28°, acimut 6°



Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

En esta página se presenta el perfil de obstáculos sobre el diagrama de trayectorias del Sol para el cálculo de las pérdidas por sombreado entre paneles.

UNIVERSITÉ DE GENÈVE PVSYST	PVSYST V5.12	20/02/13	Página 3/4

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

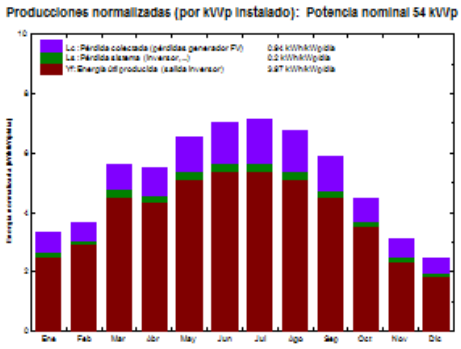
Proyecto : **Micracro**

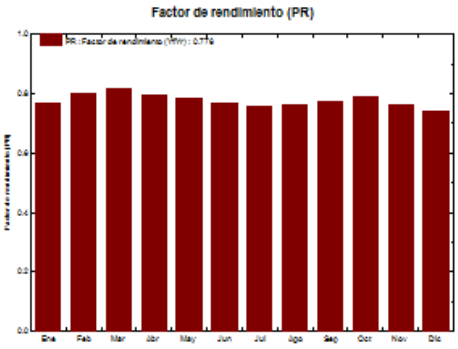
Variante de simulación : Micracro

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**		
Perfil obstáculos	Elevación Media	12.3°		
Orientación Campos FV	inclinación	28°	acimut	6°
Módulos FV	Modelo	BS-185S	Pnom	185 Wp
Generador FV	N° de módulos	294	Pnom total	**54 kWp**
Inversor	Modelo	SUNWAY TG 61 - 600V - TPnom		47 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	**Energía producida**	**78.9 MWh/añ**	Produc. específico	1451 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	77.6 %		





Micracro

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	66.0	5.50	102.3	88.5	4501	4275	11.72	11.13
Febrero	77.0	7.00	102.0	92.7	4683	4445	12.24	11.61
Marzo	141.0	9.30	173.1	161.2	8043	7665	12.38	11.80
Abril	153.0	11.60	164.3	150.9	7461	7100	12.10	11.51
Mayo	204.0	15.50	201.8	186.6	9042	8608	11.94	11.37
Junio	223.0	20.40	210.8	195.7	9243	8801	11.68	11.12
Julio	230.0	24.30	220.9	205.6	9511	9059	11.47	10.93
Agosto	201.0	23.80	209.5	195.2	9087	8656	11.55	11.01
Septiembre	150.0	20.30	176.6	163.8	7771	7405	11.73	11.17
Octubre	105.0	14.50	138.5	127.8	6258	5958	12.04	11.47
Noviembre	64.0	8.90	92.5	81.1	4054	3832	11.68	11.04
Diciembre	49.0	5.90	76.7	65.2	3292	3095	11.43	10.75
Año	1663.0	13.96	1869.0	1714.3	82946	78900	11.82	11.25

Leyendas:				
GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
GlobInc	Global incidente en plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

La tercera página nos muestra los resultados principales obtenidos mediante la simulación por ordenador de nuestro generador solar fotovoltaico. El dato más importante para la consecución del proyecto es la energía producida por el sistema y lo obtenemos de la tabla "Balances y resultados", donde podemos ver que la energía anual inyectada a la red "E grid" es de 78.900 kWh.

UNIVERSITÉ DE GENÈVE PVSYST	PVSYST V5.12	20/02/13	Página 4/4

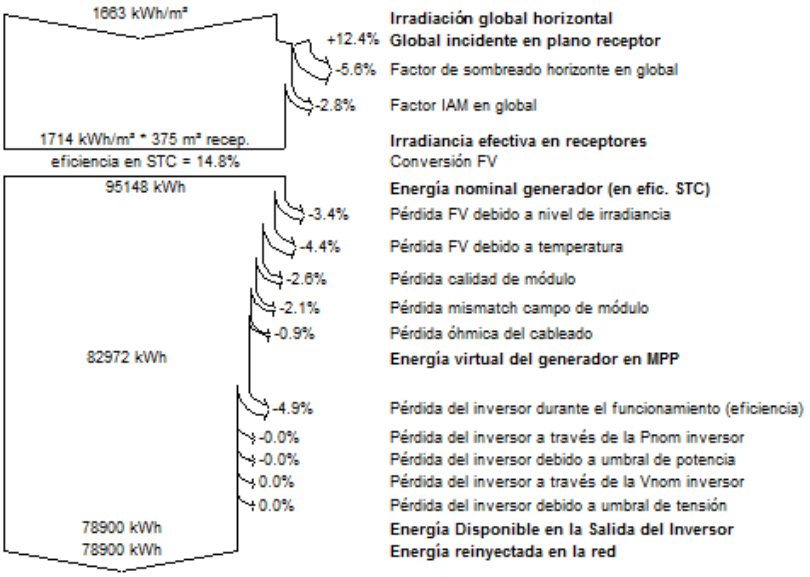
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : **Micracro**

Variante de simulación : **Micracro**

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	**Conectado a la red**		
Perfil obstáculos	Elevación Media	12.3°		
Orientación Campos FV	inclinación	28°	acimut	6°
Módulos FV	Modelo	BS-185S	Pnom	185 Wp
Generador FV	N° de módulos	294	Pnom total	**54 kWp**
Inversor	Modelo	SUNWAY TG 61 - 600V - TPnom		47 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

En la última página del informe tenemos un diagrama de pérdidas para todo el año debidas a los diferentes factores que intervienen en la producción, donde se desglosa la porción de pérdidas debidas a cada factor.

2.6 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS DE LA ELECCIÓN.

Una vez que hemos decidido los principales componentes para nuestro proyecto, vamos a realizar unos cálculos justificativos para verificar que la elección realizada con ayuda de la tabla de Excel y el software de simulación PVSYST V5.12 es la correcta.

Los datos de partida para comenzar con los cálculos son:

- Dimensiones, orientación e inclinación de la cubierta.

  - **Orientación:** La cubierta se encuentra orientada al Sur **(Ψ=6º).**
  - **Inclinación:** La pendiente de la cubierta es de 15º con la horizontal **(β_1=15º).**
  - **Largo:** La longitud del lado horizontal de la cubierta es de **(L=40,6m).**
  - **Ancho:** La longitud del lado inclinado de la cubierta es de **(A=11,4m).**

- Dimensiones y separación de los paneles solares.

  - **Largo (l_i):** Lado inclinado en dirección N-S (**l_i= 1,58m).**
  - **Ancho (l_h):** Lado horizontal en dirección E-O (**l_h= 0,808m)**
  - **Pasillo central entre columnas (p_c):** Longitud del pasillo central entre columnas (p_c= 0,7m)
  - **Margen de separación (s):** Separación entre dos paneles consecutivos de una misma fila (**s= 0,017m)**.

- Datos geográficos y de posición solar.

  - **Latitud**: (λ)= 40º
  - **Altura solar mínima**: (γ_s)= 21º
  - **Azimut solar máximo**: (Ψ_s) = 29º

Los resultados obtenidos mediante los cálculos en Excel y las simulaciones son:

• Marca y modelo de los paneles solares:	BRISBAN BS 185S
• Marca y modelo del Inversor:	SANTERNO SUNWAY TG61
• Tipo de configuración:	Máxima potencia
• Máximo nº de paneles a instalar:	294
• Potencia pico de cada panel:	185Wp
• Potencia pico de la batería de generadores:	54.390Wp
• Superficie de captación del panel:	1,277m^2
• Superficie total de la batería de generadores:	375,3 m^2
• Nº de filas:	6
• Nº de columnas:	49
• Pasillo entre filas (P_f):	0,539m.
• Distancia entre filas (d_{1f}):	1,983m.
• Inclinación óptima para máxima potencia:	28º
• Posición del panel:	Vertical

2.6.1 Cálculos geométricos.

En éste apartado vamos a justificar los cálculos realizados mediante la tabla de cálculo, demostrando que el número máximo de paneles obtenido y su distribución sobre la superficie de la cubierta para obtener la máxima captación de energía se ajusta a la superficie disponible sobre la cubierta.

2.6.1.1 Anchura del pasillo entre filas.

Cuando la inclinación de los módulos sea superior a la inclinación de la cubierta, puede ocurrir que la distancia mínima del pasillo entra filas para garantizar una insolación mínima sin sombras de 4 horas diarias sobre las placas sea superior a la anchura mínima de pasillo establecida (0.4m).

En el apartado 2.3.1.1 hemos calculado la anchura mínima del pasillo entre filas sobre una superficie inclinada (Figura 77) obteniendo la Ecuación 37: Ancho del pasillo entre filas).

$$p_f = d_{1f} - l_i \frac{\cos\beta}{\cos\beta_1}$$

Donde:

$$d_{1f} = l_i \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\beta \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + \cos\beta \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\psi_s - \psi)}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\psi_s - \psi)} \cdot \cos\beta_1} \right]$$

Pf= pasillo entre filas de módulos [m].
li= Longitud del lado inclinado del panel [m].
β= Angulo de inclinación del panel con respecto a la horizontal [º].
β_1= Angulo de inclinación de la cubierta [º].
d_{1f}= Distancia entre bases de módulos de dos filas consecutivas [m].
Ψs= Angulo acimutal del Sol en [º] a las 10 h solares del solsticio de invierno.
Ψ= Angulo acimutal del panel en [º]
γs= Altura solar del Sol [º] a las 10 h solares del solsticio de invierno.

También se ha comentado que cuando el valor del pasillo entre filas (p_f) obtenido con la fórmula anterior, sea inferior al mínimo establecido (0.4 m.),utilizaremos p_f= 0.4m.

$$p_f \geq 0.4m.$$

Aplicando la formulación anterior obtenemos:

$$\boldsymbol{d_{1f}} = l_i \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin\beta \cdot \cos(\psi_s - \psi)}{\tan\gamma_s} + \cos\beta \right) \cdot \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\psi_s - \psi)}}{\sin\beta_1 + \frac{\tan\gamma_s}{\cos(\psi_s - \psi)} \cdot \cos\beta_1} \right]$$

$$= 1.58m \cdot \left[\frac{\left(\frac{\sin 28 \cdot \cos 23}{\tan 21} + \cos 28 \right) \cdot \frac{\tan 21}{\cos 23}}{\sin 15 + \frac{\tan 21}{\cos 23} \cdot \cos 15} \right] = \mathbf{1,983m}$$

$$\boldsymbol{p_f} = d_{1f} - l_i \frac{\cos\beta}{\cos\beta_1} = 1.983m - 1.58m \frac{\cos 28}{\cos 15} = \mathbf{0,539m}$$

2.6.1.2 Cálculo del máximo número de paneles.

Para calcular el máximo número de paneles que podemos instalar en una superficie dada debemos de realizar los cálculos para cada posición de montaje posible del panel, esto es, en posición vertical (con el lado más largo en la dirección E-O) o horizontal (con el lado más largo en la dirección N-S.

Tras haber realizado los cálculos mediante la tabla de cálculo, se ha llegado a la conclusión de que la mejor de las posiciones de panel es la vertical.

Así pues, realizaremos un cálculo con éste tipo de configuración utilizando las fórmulas mostradas en el capítulo 2.3.1.2.

Máximo número de filas:

Utilizando la Ecuación 38] del apartado 2.3.1.2 tenemos:

$$N_f = ENTERO < \left(\frac{A + p_f}{d_{1f}} \right) = ENTERO < \left(\frac{11.4m + 0.539m}{1.983m} \right) = 6$$

Comprobamos que nos entran las 6 filas sobre la anchura de la cubierta.

$$\left(d_{1f} - p_f\right) \cdot N_f + p_f \cdot \left(N_f - 1\right) \leq A \Rightarrow$$

$$(1.983m - 0.539m) \cdot 6 + 0.539m \cdot (6 - 1) \leq 11.4m \Rightarrow 11.359m \leq 11.4m$$

Máximo nº de columnas:

Utilizando la Ecuación 39] del apartado 2.3.1.2 tenemos:

$$N_c < \frac{(L - p_c) + 2s}{l_h + s} \Rightarrow \quad N_c < \frac{(40{,}6 - 0{,}7) + 2 \cdot 0{,}017}{0{,}808 + 0{,}017} \Rightarrow \quad N_c < 48{,}4$$

Como el número de columnas (N_c), tiene que ser un número entero, su valor será el número entero inmediatamente inferior al obtenido de la fórmula anterior.

$$N_c = 48$$

Comprobamos si es posible instalar una columna más de paneles con la Ecuación 40.

$$(L - p_c) - [l_h \cdot N_c + s \cdot (N_c - 2)] < l_h$$
$$\Rightarrow (40{,}6 - 0{,}7) - [0{,}808 \cdot 48 + 0{,}017 \cdot (48 - 2)] = 0{,}334 < l_h \Rightarrow$$

$$N_c = ENTERO > \left(\frac{(L - p_c) + 2s}{l_h + s}\right) \Rightarrow \mathbf{N_c = 49}$$

Comprobamos que nos entran las 49 columnas calculadas sobre la longitud de la cubierta.

$$l_h \cdot N_c + s \cdot (N_c - 2) + p_c \leq L$$

$$0{,}808m \cdot 49 + 0{,}017m \cdot (49 - 2) + 0{,}7 \leq 40{,}6m \Rightarrow 41{,}09m > 40{,}6m$$

Se puede apreciar que el espacio ocupado por una fila de paneles es superior a la longitud de la cubierta disponible. Esto es debido a que en los cálculos realizados mediante la tabla de Excel se ha impuesto como condición que si la diferencia entre el largo total que ocupa una fila de paneles y la longitud útil de la cubierta ($L-p_c$) es inferior al ancho de un panel, el número de columnas se calcularía con:

$$N_c = ENTERO > \left(\frac{(L - p_c) + 2s}{l_h + s}\right)$$

La razón de esto es que si los paneles sobresalen por cada lado del tejado una cantidad inferior a la mitad del ancho del panel, esto no supone ningún inconveniente ya que el anclaje de la estructura con el tejado no se encuentra en el mismo borde de la fila de paneles, y sin embargo nos permite aumentar en una unidad el número de columnas a instalar.

De ésta forma, ya podemos decir que, el máximo nº de paneles, con las dimensiones indicadas, que se pueden llegar a instalar en la cubierta de la nave es:

$$\mathbf{Máximo\ n^{o}\ de\ paneles = N_c \cdot N_f = 49 \cdot 6 = 294\ paneles}$$

A continuación se detalla la vista en planta de los 294 paneles proyectada sobre la cubierta inclinada (línea roja), donde se aprecia el pasillo vertical de 700 mm. que se ha situado en el centro, los 5 pasillos horizontales entre filas de 539 mm. y el vuelo de 245 mm. por cada lado de las filas de paneles sobre la cubierta.

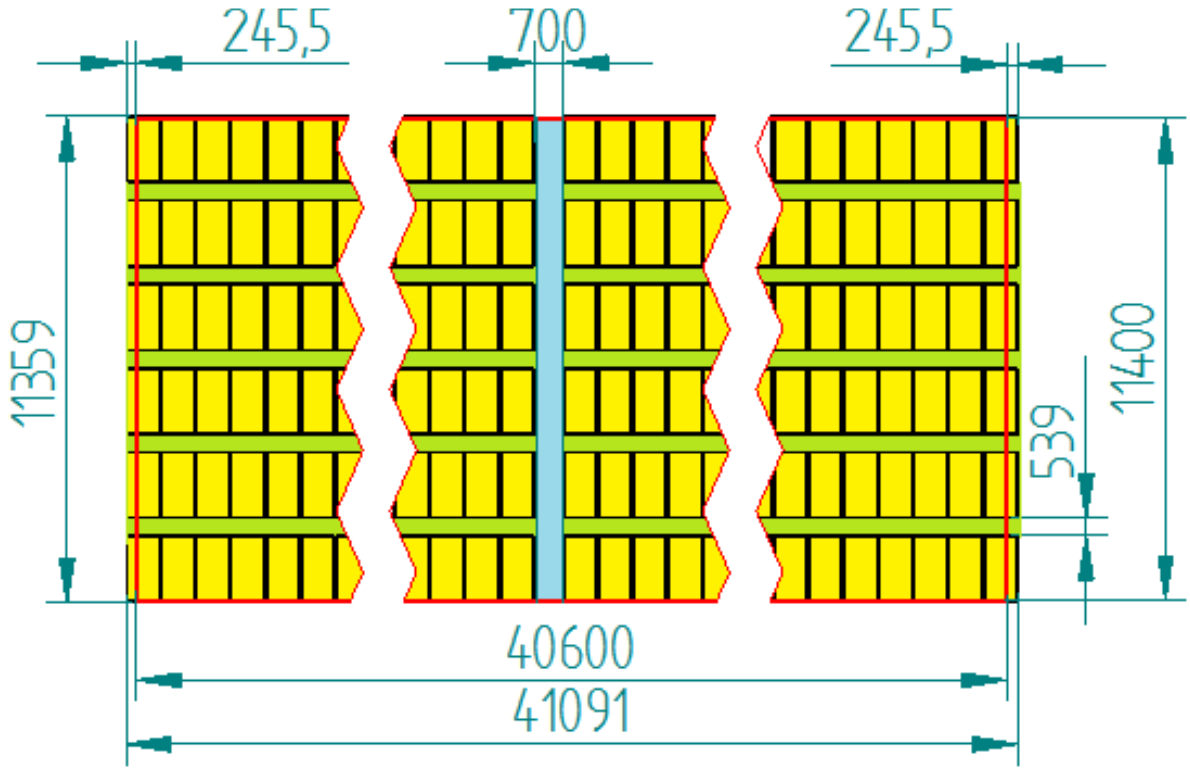


Figura 85: Dimensiones de la batería de generadores sobre la cubierta
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Nota: Es necesario volver a recalcar que para la realización de los cálculos anteriores, se precisa conocer la ángulo óptimo de inclinación cenital del panel (β) que proporciona un mayor nº de paneles instalados sobre la cubierta y para ello se ha utilizado la tabla de cálculo en la que se han efectuado las operaciones anteriormente descritas para cada inclinación de panel posible, dando como resultado un ángulo de inclinación cenital del panel de β=28º, el cual ha sido utilizado en las operaciones de justificación de los cálculos aquí descritas. Si no se contara con la ayuda de la tabla de Excel necesitaríamos repetir las operaciones anteriores para cada ángulo posible de inclinación del panel y escoger aquel que proporcione un mayor número de paneles a instalar.

2.6.2 El generador fotovoltaico.

Una vez comprobado que el máximo número de paneles obtenido puede ser montado sobre la superficie disponible de la cubierta, vamos efectuar todos los cálculos técnicos necesarios para el dimensionado del inversor y configuración de las conexiones entre los paneles solares que componen la batería de generadores y que previamente hemos seleccionado con la ayuda del programa de simulación PVSYST V5.12, mediante la combinación de diferentes simulaciones con diferentes parejas módulo-inversor, de manera que trataremos de justificar que dicha elección es la correcta.

Las características de los paneles e inversor obtenidas mediante la simulación que necesitaremos para los cálculos y que son suministrados por los fabricantes son:

Características de los paneles solares:

- **Marca:** BRISBAN
- **Modelo:** BS 185-S
- **Tensión a circuito abierto (Voc):** 44,88V.
- **Tensión de máxima potencia (Vmpp):** 36,45V.
- **Corriente de cortocircuito (Isc):** 5,48A.
- **Coeficiente. de temperatura.de Isc:** 0,06%/ºC
- **Coeficiente de temperatura de Voc:** -0,4%/ºC
- **Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC):** 45ºC

Todos los módulos son del mismo modelo y fabricante, el cual nos garantiza que todos ellos tienen la misma potencia, lo que nos asegura la estabilidad del subcampo fotovoltaico.

Características del inversor:

- **Marca:** SANTERNO
- **Modelo:** SUNWAY TG 61
- **Potencia nominal de salida:** 46,9kW
- **Potencia máxima de entrada:** 61kW.
- **Tensión máxima de entrada:** 700V.
- **Tensión máxima en el punto de máxima potencia $U_{max\ pmp}$**= 630V.
- **Tensión mínima en el punto de máxima potencia $U_{min\ pmp}$**= 325V.
- **Máxima corriente de entrada $I_{max.\ entrada}$**= 210,15A.

Uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta en el diseño de una instalación fotovoltaica es realizar una configuración adecuada para mejorar en lo máximo posible su rendimiento y eficiencia.

En la actualidad, existen una amplia variedad de inversores por lo que podemos encontrar desde pequeñas potencias de 2,5 kW hasta los 100kW en un único inversor. En las especificaciones técnicas del inversor se recogen importantes advertencias que hay que considerar durante el diseño y montaje de la instalación. El tipo de configuración de la instalación y su interconexionado determinan el número de rango de tensiones y potencia de los inversores.

Para comenzar el dimensionado hay que fijar o la potencia nominal del inversor o la potencia pico de la batería de generadores, en función de la superficie disponible, inversión económica a realizar, tarifas vigentes, etc… En nuestro caso hemos fijado la potencia pico de la batería de generadores en función de la superficie disponible en 54,39 kWp como resultado de multiplicar el máximo número de paneles instalados sobre la cubierta (294 paneles) por la potencia pico de cada uno de ellos (185W).

Para conseguir la máxima eficiencia del conjunto batería de generadores-inversor, la relación entre la potencia nominal del inversor y la potencia pico de la batería de generadores conectado al inversor debe ser del orden de 0,7 a 0,8 para climas como el

de la península ibérica. En nuestro caso, ésta relación es de: 46,9/54,39=0,86. Vemos que es ligeramente superior a la relación recomendada.

En general, la potencia del inversor no debe ser superior a la potencia pico de la batería de generadores, ya que el inversor no funcionará a su potencia nominal. Esto es debido a que, en condiciones climáticas reales, una batería de generadores nunca llega a producir su potencia pico ya que la temperatura normal de funcionamiento del módulo es mayor de 25ºC y los niveles medios de irradiancia alcanzados en España varían entre 400 y 700 W/m^2 frente a los $1000W/m^2$ a los que se someten los paneles en las condiciones estándar de prueba STC.

Existen otras razones por las cuales la potencia nominal del inversor no debe superar a la potencia pico de la batería de generadores, por ejemplo, la instalación, normalmente, no tiene la inclinación ni la orientación óptima o está parcialmente cubierta por sombras. También existen pérdidas dentro de la batería de generadores debido a la dispersión de los parámetros eléctricos de cada uno de los módulos, así como al cableado y a las conexiones entre ellos.

Sólo cuando los inversores deben soportar muy altas temperaturas debido a que se instalan en exteriores, se analizará la posibilidad, con los datos suministrados por el fabricante del inversor, de seleccionar un inversor de mayor potencia pico que la de la batería de generadores.

Teniendo en cuenta éstas consideraciones, el rango de potencias nominales del inversor puede oscilar entre 0,7 y 1,2 veces la potencia pico de la batería de generadores.

Cuando se selecciona un inversor hay que asegurarse de que para cualquier condición climática de irradiancia y temperatura funcionará correctamente y que la eficiencia máxima del inversor se corresponda con el rango de irradiancia más frecuente del lugar.

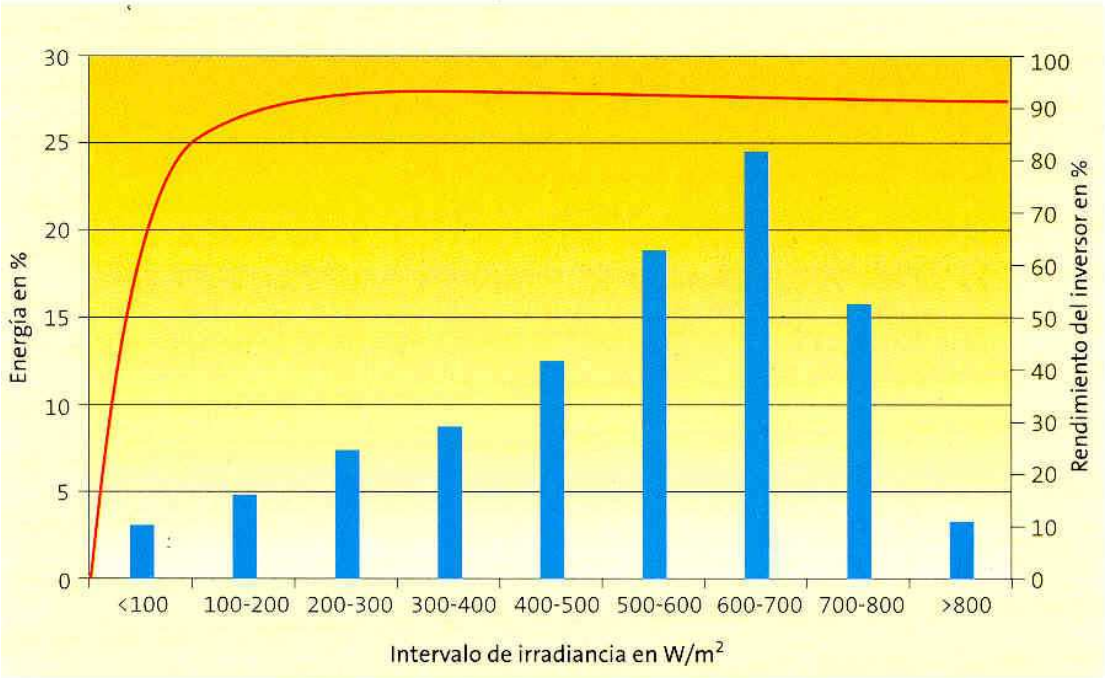


Figura 86: Radiación media anual para una inclinación de 30º distribuida por rango de irradiancias y curva de rendimiento de un inversor.
Fuente: e-archivo.uc3m.es/bitstream/.../5/PFC_David_Iglesia_Corcuera.pdf

Hay que garantizar en todo momento que, para cualquier condición climática, el rango de tensiones a la salida de la batería de generadores debe estar dentro del rango de tensiones admisibles a la entrada del inversor. En éste sentido, hay que tener en cuenta que la tensión a la salida de la batería de generadores varía con la temperatura.

Una vez comprobado que la relación entre la potencia nominal del inversor y la potencia pico de la batería de generadores conectada al inversor se ajusta a lo establecido, comenzaremos con los cálculos para la obtención de la batería de generadores que mejor se adapta a las características eléctricas del inversor.

Para ello comenzaremos por calcular el número de módulos fotovoltaicos necesarios para completar la batería de generadores.

Una vez obtenido el número de módulos deberemos de dimensionar el inversor, a la par de estos cálculos, ya que éste elemento presenta una potencia máxima de entrada que no se debe superar. También tendremos en cuenta otros parámetros como: la tolerancia, potencia específica, índice de protección o el grado de aislamiento.

Con los datos de los módulos y el inversor se puede calcular, a priori, el número máximo total de módulos que componen la instalación mediante la expresión siguiente.

$$N^{\underline{o}}{}_{max.mod.} = \frac{P_{max.inv.}}{P_{mod.}}$$

Donde:

$P_{max.inv}$: Potencia máxima de entrada al inversor
P_{mod}: Potencia máxima de un módulo.

$$N^{\underline{o}}{}_{max.mod.} = \frac{61.000W}{185W} = 329\ módulos$$

Como se puede ver, el número de paneles obtenido es superior al máximo que nos entra en la cubierta. Esto se debe a que tenemos que limitar la tensión y la corriente de entrada al inversor a unos valores que no perjudiquen a éste mediante una batería de generadores que proporcione el número de paneles en serie por cada ramal que no supere la máxima tensión de entrada al inversor y el número de ramales en paralelo que no supere la máxima corriente de entrada al inversor.

2.6.2.1 Número de módulos conectados en serie.

Para determinar el rango de tensiones admisible a la entrada del inversor, se deben asociar un número de módulos en serie por ramal para que la tensión mínima y máxima del punto de máxima potencia del ramal, se encuentre en todo momento dentro del rango de tensiones de entrada al inversor. También se deberá tener en cuenta la tensión de desconexión del inversor y la estabilidad de la tensión a la salida del inversor.

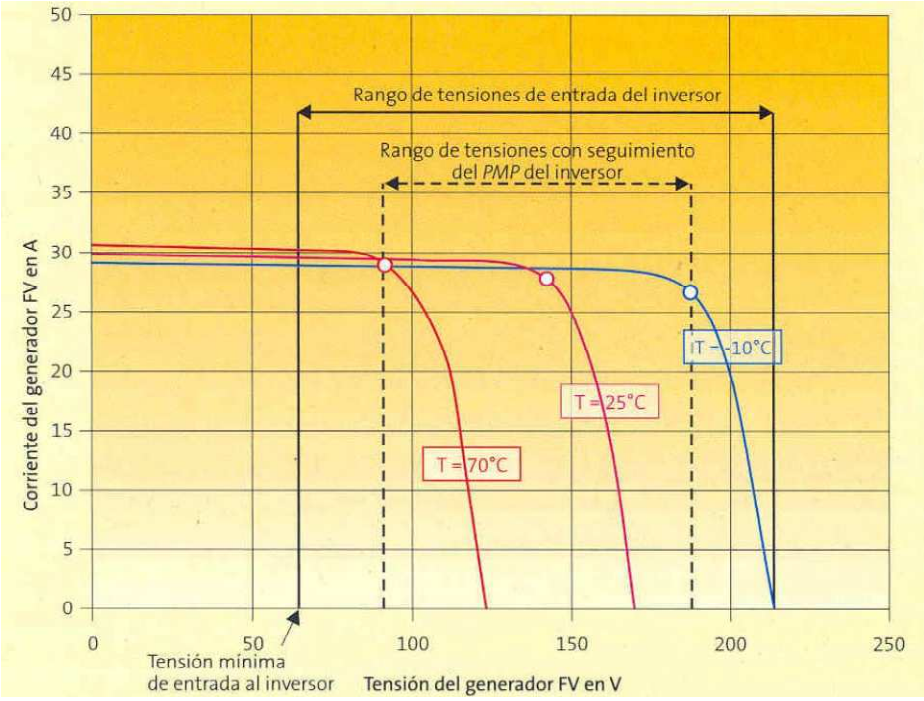


Figura 87: Curvas de un generador fotovoltaico y zona de trabajo de un inversor.
Fuente: e-archivo.uc3m.es/bitstream/.../5/PFC_David_Iglesia_Corcuera.pdf

2.6.2.1.1 Máximo número de módulos por ramal.

El valor máximo de tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión de circuito abierto de la batería de generadores cuando la temperatura del módulo es mínima.

La temperatura mínima del módulo corresponde con una temperatura ambiente mínima, que para climas como el de España se puede considerar de -5ºC y para una Irradiancia mínima que se considera de 100 W/m^2.

La temperatura del módulo en estas condiciones se determina mediante la siguiente expresión aproximada.

$$T_p = T_a + \left(\frac{TONC - 20}{800}\right) \cdot I$$

Ecuación 42: Temperatura del módulo

Donde:

T_p= Temperatura del módulo [º C].
T_a= Temperatura ambiente mínima del lugar [ºC]
I= Irradiancia [W/m^2].
TONC[10].= Temperatura de operación nominal de la célula

Que para T_a= -5ºC e I= 100W/m^2, resulta:

$$T_p = -5ºC + \left(\frac{45ºC - 20ºC}{800W/m^2}\right) \cdot 100\frac{W}{m^2} = -1{,}875ºC$$

En un día de invierno soleado puede ocurrir que el inversor se pare, por ejemplo debido a un fallo en la red y que al restablecerse la alimentación eléctrica se diera una tensión de circuito abierto alta en la batería de generadores originando que el inversor no arranque. Para evitar esto, la tensión de circuito abierto de la batería de generadores debe ser siempre menor que la máxima tensión de entrada del inversor y para ello debemos de limitar el número máximo de módulos conectados en serie por ramal.

Éste número máximo se determina como el cociente entre la máxima tensión de entrada del inversor y la tensión a circuito abierto del módulo fotovoltaico a su mínima temperatura.

$$N_{max.serie} = \frac{V_{max.inv.}}{V_{oc(Tp)}}$$

Ecuación 43:máximo Nº de paneles en serie

[10]TONC: Es la temperatura que alcanzan las células solares con una irradiancia de 800W/m2, distribución espectral de la radiación incidente AM= 1,5, temperatura ambiente de 20ºC , incidencia normal y velocidad del viento de 1m/s.

Donde:

$N_{max.serie}$= Máximo número de paneles en serie.
$V_{max.inv.}$= Tensión máxima de entrada del inversor [V]
$V_{oc(Tp)}$= Tensión a circuito abierto del módulo a una temperatura Tp [V].

En las especificaciones dadas por los fabricantes se encuentra la tensión a circuito abierto en STC[11] ($V_{oc(STC)}$).

Para determinar la variación de la tensión del módulo a -1,875ºC, se parte de la tensión de circuito abierto en STC ($U_{oc(STC)}$) utilizando la siguiente fórmula:

$$V_{oc(Tp)} = V_{oc(STC)} - \left(25ºC - T_p\right) * \Delta V_{oc}$$

Ecuación 44: Variación de la tensión del panel con la temperatura

Donde:

$V_{oc(STC)}$: Tensión a circuito abierto del módulo a una temperatura de 25ºC[V].
ΔV_{oc}: Variación de la tensión de circuito abierto con la temperatura [V/ºC]

Con la fórmula anterior y los datos proporcionados por el fabricante de los paneles solares podemos obtener la tensión a circuito abierto del módulo a su temperatura mínima de funcionamiento, pero antes es preciso calcular la variación de tensión a circuito abierto del módulo con la temperatura utilizando el dato que proporciona el fabricante.

$$\Delta V_{\mathrm{oc}} = -0.4(\%/ºC) * V_{\mathrm{oc(STC)}} = -0.4(\%/ºC) * 44{,}88V = -0{,}179V/ºC$$

De manera que:

$$V_{oc(Tp)} = V_{oc(STC)} - \left(25ºC - T_p\right) * \Delta V_{oc}$$

$$V_{oc(-1{,}875ºC)} = 44{,}88V - \left[\left(25ºC - (-1{,}875ºC)\right) * (-0{,}179\mathrm{V/ºC})\right] = 49{,}69\mathrm{V}$$

Cuando no se dispone de la variación de tensión a circuito abierto con respecto a la temperatura, se puede hacer uso de la figura siguiente para obtener dicho valor, en ella se aprecia que la tensión a circuito abierto de un módulo monocristalino o policristalino a -1,875ºC y con coeficiente de temperatura de V_{oc}= -0,4%/ºC es, aproximadamente de un 11% superior a la de las condiciones estándar a 25ºC.

$$\mathrm{V_{oc(0º)}} = \mathrm{V_{oc(STC)}} * 1{,}1$$

[11] STC:Condiciones estándar de prueba((Irradiación de 1000W/m^2, espectro de luz AM= 1,5 a una temperatura de célula de 25ºC), además de la variación de la tensión con la temperatura expresado en %/ºC o en mV/ºC.

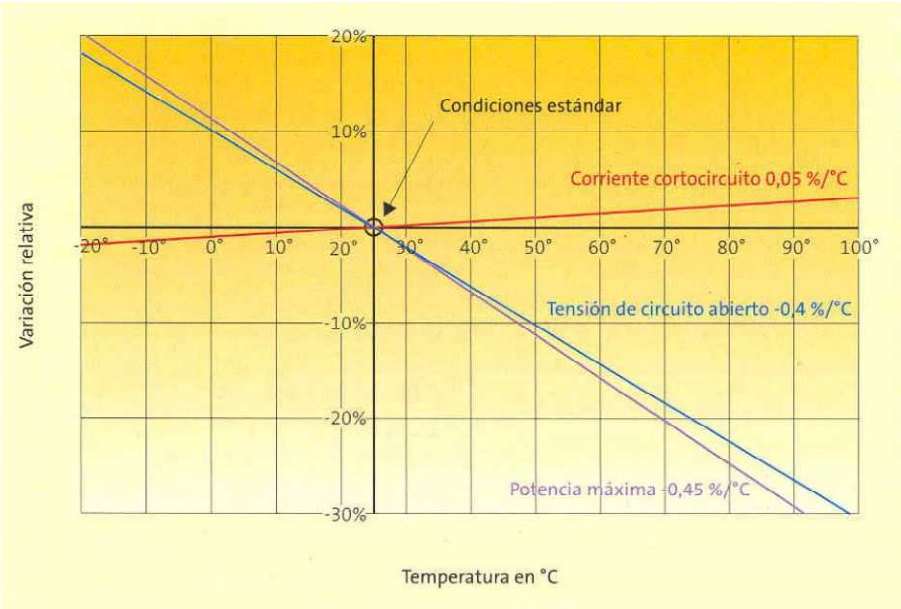


Figura 88: Variación de las magnitudes eléctricas con la temperatura en módulos de silicio cristalino.
Fuente: e-archivo.uc3m.es/bitstream/.../5/PFC_David_Iglesia_Corcuera.pdf

Ahora ya podemos calcular el máximo número de paneles conectados en serie por ramal utilizando la Ecuación 43 .

$$N_{max.serie} = \frac{V_{max.inv.}}{V_{oc(Tp)}} = \frac{700V}{49{,}69} = 14{,}08\ módulos$$

El máximo número de paneles conectados en serie por ramal será de 14 módulos.

Comprobamos que el resultado obtenido coincide con el calculado por simulación.

2.6.2.1.2 Número mínimo de módulos por ramal.

El número mínimo de módulos por ramal viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor.

El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor debe ser menor o igual que la tensión mínima de seguimiento de máxima potencia de la batería de generadores que corresponde cuando la temperatura del módulo es máxima, esto suele darse en verano y, para climas como el de Madrid, se puede considerar en 45ºC, con una irradiancia máxima del orden de 1000W/m^2.

$$N_{min.serie} = \frac{V_{min.inv.}}{V_{pmp(Tp)}}$$

Ecuación 45: Nº mínimo de paneles conectados en serie

Donde:

$N_{min.serie}$: Mínimo número de paneles en serie.
$V_{min.inv.}$: Tensión mínima de entrada del inversor [V]
$V_{pmp(Tp)}$: Tensión de máxima potencia del módulo a una temperatura Tp [V].

La temperatura del módulo en éstas condiciones se determina mediante la Ecuación 42 anteriormente dada.

$$T_p = T_a\left(\frac{TONC-20}{800}\right)\cdot I = 45ºC + \left(\frac{45ºC-20ºC}{800W/m^2}\right)\cdot 1000\frac{W}{m^2} = 76{,}25ºC$$

Cuando la tensión en el punto de máxima potencia de la batería de generadores está por debajo de la tensión de entrada mínima del inversor en la que éste actúa como seguidor del punto de máxima potencia, $V_{pmp(inv)}$ (ver Figura 87) el inversor no será capaz de seguir el punto de máxima potencia de la batería de generadores o incluso, en el peor de los casos, que se apague.

Para evitar esto, se debe obtener el número mínimo de módulos conectados en un ramal mediante el cociente de la tensión mínima de entrada del inversor en su punto de seguimiento de máxima potencia de la batería de generadores (325V) y de la tensión mínima del módulo en el punto de máxima potencia para una irradiancia de 1000W/m^2 a una temperatura del módulo de T_p= 76,25ºC.

Procediendo de la misma forma que hemos hecho para calcular el máximo número de paneles por ramal, calculamos la variación de tensión de máxima potencia del módulo fotovoltaico dado por el fabricante (36,45V).

$$\Delta V_{\text{pmp}} = -0.4(\%/ºC) * V_{\text{pmp(STC)}} = -0.4(\%/ºC) * 36.45V = -0{,}1458V/ºC$$

Determinamos la variación de la tensión del módulo a 76,25ºC utilizando la Ecuación 44.

$$V_{pmp(Tp)} = V_{pmp(STC)} - \left(25ºC - T_p\right) * \Delta V_{pmp}$$

$$V_{pmp(76{,}25ºC)} = 36{,}45V - \left[\left(25ºC - (76{,}25ºC)\right) * (-0{,}1458V/ºC)\right] = 28{,}98V$$

Ahora ya podemos calcular el mínimo número de paneles conectados en serie por ramal utilizando la Ecuación 45.

$$N_{min.serie} = \frac{V_{min.inv.}}{V_{pmp(Tp)}} = \frac{325V}{28{,}98V} = 11{,}2\ paneles$$

El mínimo número de paneles conectados en serie por ramal será de 12 módulos.

En este caso se comprueba que el valor obtenido difiere un poco del obtenido por simulación (10 paneles) pero esto tal vez sea debido a que somos un poco rigurosos al determinar las condiciones más desfavorables para obtener el mínimo voltaje de máxima potencia del módulo fotovoltaico ya que una temperatura ambiente de 45ºC y

una Irradiación máxima de 1000W/m^2 en la provincia de Madrid son unas condiciones muy difíciles de que se den.

Si utilizamos la gráfica de la Figura 88, la tensión mínima de máxima potencia de la batería de generadores de un módulo monocristalino o policristalino a 76,25ºC y con coeficiente de temperatura de V_{pmp}= -0,4%/ºC es, aproximadamente de un 20% inferior a la de las condiciones estándar a 25ºC.

De manera que la mínima tensión en el punto de máxima potencia del módulo sería:

$$V_{oc(76,25ºC)} = (1 - 0,2) \cdot 36,45\text{V} = 29,16\text{V}$$

Y el mínimo número de paneles en serie sería:

$$N_{min.serie} = \frac{V_{min.inv.}}{V_{pmp(Tp)}} = \frac{325V}{29,16V} = 10,8\ paneles$$

Como podemos ver, la cifra obtenida se acerca un poco más a la de 10 paneles, calculada mediante la simulación.

$$\mathbf{11 \leq N^{\underline{o}}\ de\ paneles \leq 14}$$

2.6.2.2 Número de ramales en paralelo.

El número de ramales en paralelo se determina como el cociente entre la potencia pico de la batería de generadores y la potencia pico de un ramal.

Una vez que conocemos el mínimo y máximo número de paneles que podemos conectar en serie por ramal, sólo nos queda decidir la cifra comprendida entre ellas y, como es lógico pensar para una instalación en la que pretendemos sacar el máximo de producción posible, escogeremos el máximo número de paneles que nos permita obtener una batería de generadores homogénea, esto es, el número de paneles por ramal debe ser exactamente igual para todos los ramales, y por lo tanto, el cociente entre el número total de paneles y el número de paneles por ramal debe de ser un número entero, de éste modo, el único valor comprendido entre el mínimo y el máximo número de paneles en serie por ramal, anteriormente calculados, es de **14 paneles por ramal**, lo que nos da un total de 21 ramales conectados en paralelo.

$$N_{paralelo} = \frac{N_{total}}{N_{serie}} = \frac{294}{14} = 21\ ramales$$

Este número de ramales en paralelo, además debe de cumplir que la suma de las corriente de cortocircuito máxima que circula por cada ramal sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor. Esto es:

$$N^{\underline{o}}{}_{ramales} \cdot I_{cc,ramal(tp)} \leq I_{max,inv.}$$

La corriente de cortocircuito máxima de cada ramal corresponde a la temperatura máxima del módulo (76.25ºC) calculada mediante la Ecuación 42, utilizada para obtener el número mínimo de paneles en serie por ramal, y se calcula mediante la variación de intensidad con la temperatura (0,06%/ºC) proporcionada por el fabricante con la siguiente expresión.

$$\Delta I_{\mathrm{cc}} = 0{,}06(\%/ºC) * I_{\mathrm{sc(STC)}} = 0{,}06(\%/ºC) * 5{,}48A = 0{,}0033A/ºC$$

$$I_{cc,ramal(Tp)} = I_{sc(STC)} - \left(25ºC - T_p\right) * \Delta \mathrm{I}_{cc}$$

Ecuación 46: Máxima corriente de cortocircuito admisible por ramal

$$I_{cc,ramal(76{,}25ºC)} = 5{,}48A - [(25ºC - 76{,}25ºC) * (0{,}0033\mathrm{A}/ºC)] = 5{,}65\mathrm{A}$$

La máxima intensidad de entrada que admite el inversor es de 210,15A, de manera que:

$$Nº_{ramales} \cdot I_{cc,ramal(tp)} \leq I_{max,inv.} \Longrightarrow$$

$$21ramales \cdot 5{,}65\frac{A}{ramal} = 118{,}65A \leq 210{,}15A$$

De ésta forma comprobamos que con un número de **21 ramales conectados en paralelo** se cumple la condición necesaria para que la máxima corriente de entrada al inversor no supere a la máxima admisible por éste.

2.6.2.3 Descripción del generador fotovoltaico.

El generador fotovoltaico estará compuesto por 294 paneles distribuidos en 21 ramales conectados en paralelo entre sí y cada ramal constará de 14 módulos conectados en serie.

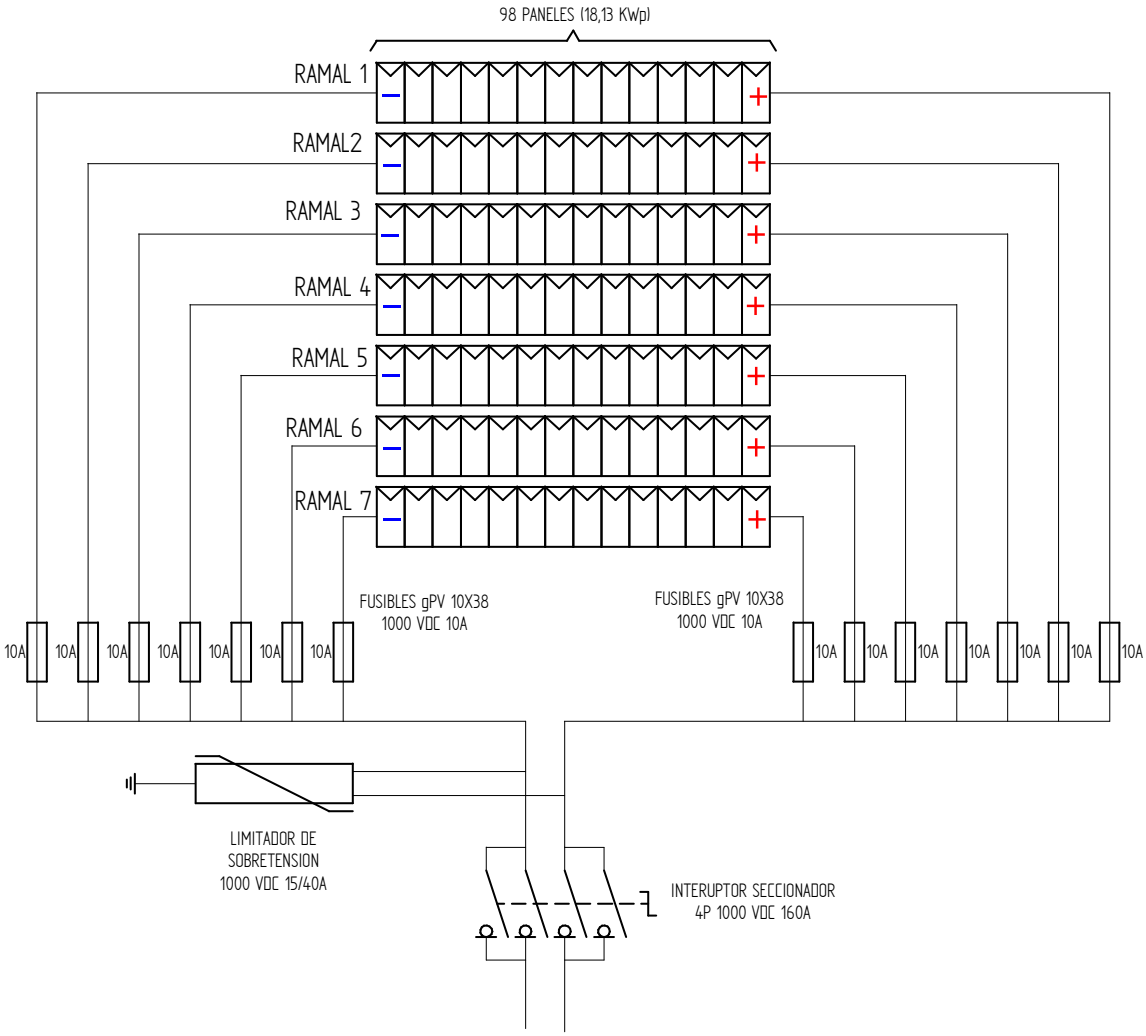


Figura 89: Esquema eléctrico de la batería de generadores en un subgrupo.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.

2.7 CÁLCULO DE LA SOBRECARGA SOBRE LA CUBIERTA.[32]

Al realizar la instalación sobre la cubierta del edificio hemos de verificar que la sobrecarga que provocamos sobre ésta, no supere los valores establecidos por el CTE (Código Técnico de la Edificación) en su DB-SE-AE (Documento Básico de Seguridad Estructural para Acciones en la Edificación), que sustituye a la antigua Norma NBE-88, y que rige el valor de sobrecargas máximas soportadas por elementos externos a la edificación para verificar el cumplimiento de los requisitos de seguridad estructural (capacidad portante y estabilidad) y aptitud al servicio, establecidos en el DB-SE (Documento Básico de Seguridad Estructural).

Dicha sobrecarga, se encuentra catalogada dentro de las acciones variables que contempla dicho documento y se debe principalmente a tres factores:

- La sobrecarga de uso
- La sobrecarga por nieve
- La sobrecarga por viento

2.7.1 Sobrecarga de uso

En dicho documento se define la sobrecarga de uso como: El peso de todo lo que puede gravitar sobre el edificio por razón de su uso.

Dicho valor característico, para nuestro caso en particular, se obtiene de la tabla 3.1 del DB-SE-AE en su categoría de uso G (Cubiertas accesibles únicamente para conservación) y en la subcategoría G1 (cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado), debido a que la carga permanente de la cubierta debida únicamente a su cerramiento es de 0,5 KN/m^2, y por consiguiente inferior a 1 KN/m^2.

Por lo general, los efectos de la sobrecarga de uso pueden simularse por la aplicación de una carga distribuida uniformemente que, para nuestro caso, según la tabla, es de 0,4 KN/m^2

Asimismo, para comprobaciones locales de capacidad portante, debe considerase una carga concentrada actuando en cualquier punto de la zona y, que en éste caso, será de 1 KN. Dicha carga, según se explica en el punto 2 del apartado 3.1.1 (Valores de la sobrecarga) del DB-SE-AE se considerará actuando de forma independiente y no simultánea con la sobrecarga.

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m²]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 (1)
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente (2)			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación (3)	G1 (7)	Cubiertas con inclinación inferior a 20º	1 (4) (6)	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) (5)	0,4 (4)	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40º	0	2

(1) Deben descomponerse en dos cargas concentradas de 10 kN separadas entre sí 1,8 m. Alternativamente dichas cargas se podrán sustituir por una sobrecarga uniformemente distribuida en la totalidad de la zona de 3,0 kN/m² para el cálculo de elementos secundarios, como nervios o viguetas, doblemente apoyados, de 2,0 kN/m² para el de losas, forjados reticulados o nervios de forjados continuos, y de 1,0 kN/m² para el de elementos primarios como vigas, ábacos de soportes, soportes o zapatas.
(2) En cubiertas transitables de uso público, el valor es el correspondiente al uso de la zona desde la cual se accede.
(3) Para cubiertas con un inclinación entre 20º y 40º, el valor de q_k se determina por interpolación lineal entre los valores correspondientes a las subcategorías G1 y G2.
(4) El valor indicado se refiere a la proyección horizontal de la superficie de la cubierta.
(5) Se entiende por cubierta ligera aquella cuya carga permanente debida únicamente a su cerramiento no excede de 1 kN/m².
(6) Se puede adoptar un área tributaria inferior a la total de la cubierta, no menor que 10 m² y situada en la parte más desfavorable de la misma, siempre que la solución adoptada figure en el plan de mantenimiento del edificio.
(7) Esta sobrecarga de uso no se considera concomitante con el resto de acciones variables.

Tabla 27: Valores característicos de la sobrecarga de uso.
Fuente: DB-SE-AE

No se considerarán nunca incluidos en la sobrecarga de uso los pesos propios de las vigas de los pórticos, correas, chapas de techo y demás elementos que conforman la estructura de la cubierta, de manera que la sobrecarga de uso estará determinada por el peso de los elementos que se van a instalar sobre ella y que se detalla en la siguiente tabla.

	PESO [KN]	
	UNITARIO	TOTAL
Módulos	17	49,98
Estructura soporte y material eléctrico		6
Labores de mantenimiento		2
TOTAL		57,98

Tabla 28: Peso ejercido por la Instalación Solar Fotovoltaica sobre la cubierta.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Como la sobrecarga de uso a la que se refiere la Tabla 27 va referida a la proyección horizontal de la superficie de la cubierta, el peso máximo admisible por sobrecarga de uso en la dirección normal a una cubierta que se encuentra inclinada 15º con respecto a la horizontal sería:

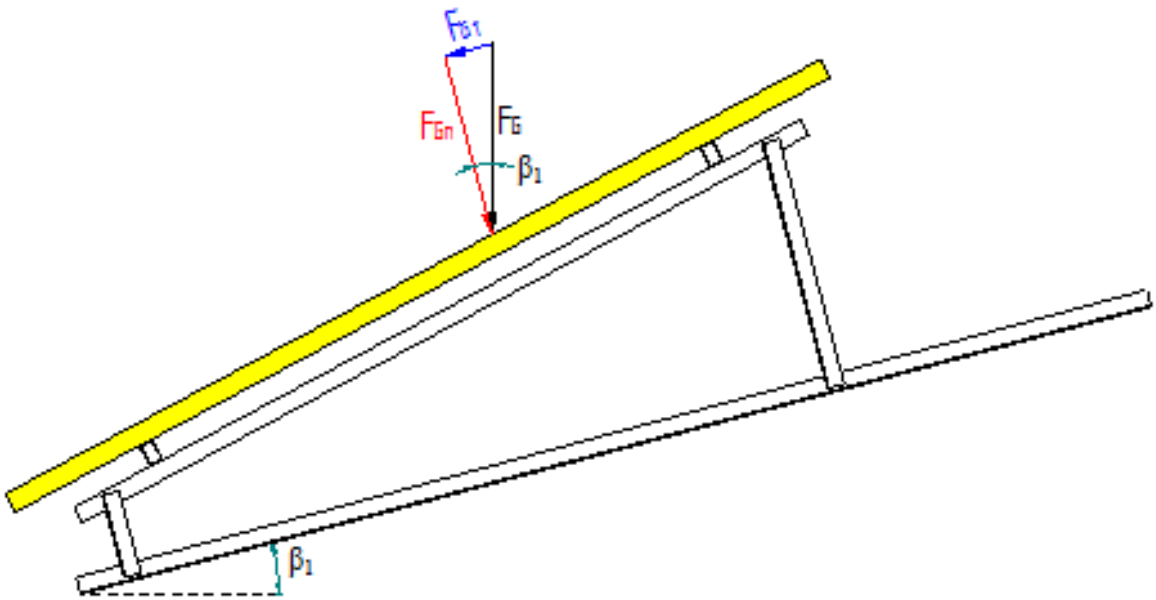


Figura 90: Descomposición de la fuerza ejercida por el peso propio de la instalación aplicada sobre la cubierta en sus componentes normal y tangencial.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

$$\boldsymbol{F_{Gn}} = F_G \cdot \cos\beta_1 = q_G \cdot S_c \cdot \cos\beta_1$$

Ecuación 47: Fuerza ejercida por la instalación sobre la normal a la superficie de la cubierta

$$\boldsymbol{F_{Gn}} = 0{,}4\frac{KN}{m^2} \cdot 40{,}6m \cdot 11{,}4m \cdot \cos 15 = 179\ KN$$

Donde:

$\boldsymbol{F_G}$= Fuerza ejercida por el peso propio de la sobrecarga sobre la cubierta[KN]
$\boldsymbol{F_{Gn}}$= Fuerza ejercida por el peso propio de la sobrecarga en dirección normal a la superficie de la cubierta en [KN]
$\boldsymbol{q_G}$= Presión máxima permitida por el peso propio de la sobrecarga sobre la normal a la superficie de la cubierta[0,4 KN/m^2]
$\boldsymbol{\beta_1}$= Inclinación de la cubierta con respecto a la horizontal [º].
$\boldsymbol{S_c}$= Superficie de la cubierta [m^2].

Del mismo modo, la sobrecarga máxima permitida por la norma y aplicada sobre el plano normal a la superficie de la cubierta será:

$$\boldsymbol{q_{Gn}} = q_G \cdot \cos\beta_1$$

Ecuación 48: Sobrecarga máxima admitida por la cubierta según Normativa.

$$\boldsymbol{q_{Gn}} = 0{,}4\frac{KN}{m^2} \cdot \cos 15 = 0{,}386\ \frac{KN}{m^2}$$

La sobrecarga de cálculo en la proyección normal al plano de la cubierta tendrá el valor:

$$\boldsymbol{q_{Gn,d}} = \frac{F_G \cdot \cos\beta_1}{S_c}$$

Ecuación 49:Sobrecarga de cálculo aplicada sobre la normal a la cubierta.

$$\boldsymbol{q_{Gn,d}} = \frac{57{,}98KN \cdot \cos 15}{(40{,}6x11{,}4)\ m^2} = 0{,}12\ \frac{KN}{m^2}$$

y como: $q_{Gn} > q_{Gn,d} \Longrightarrow \boldsymbol{CUMPLE}$

2.7.2 Sobrecarga por nieve

Según el DB-SE-AE en su apartado 3.5.2, el valor de la sobrecarga de nieve sobre una superficie horizontal, S_k, en las capitales de provincia y ciudades autónomas, se puede tomar de la tabla 3.8 de dicho documento, así pues, para la provincia de Madrid obtenemos un valor de Sk=0,6 KN/m^2.

Capital	Altitud m	s_k kN/m²	Capital	Altitud m	s_k kN/m²	Capital	Altitud m	s_k kN/m²
Albacete	690	0,6	Guadalajara	680	0,6	Pontevedra	0	0,3
Alicante / *Alacant*	0	0,2	Huelva	0	0,2	Salamanca	780	0,5
Almería	0	0,2	Huesca	470	0,7	SanSebas-tián/*Donostia*	0	0,3
Ávila	1.130	1,0	Jaén	570	0,4	Santander	0	0,3
Badajoz	180	0,2	León	820	1,2	Segovia	1.000	0,7
Barcelona	0	0,4	Lérida / *Lleida*	150	0,5	Sevilla	10	0,2
Bilbao / *Bilbo*	0	0,3	Logroño	380	0,6	Soria	1.090	0,9
Burgos	860	0,6	Lugo	470	0,7	Tarragona	0	0,4
Cáceres	440	0,4	Madrid	660	0,6	Tenerife	0	0,2
Cádiz	0	0,2	Málaga	0	0,2	Teruel	950	0,9
Castellón	0	0,2	Murcia	40	0,2	Toledo	550	0,5
Ciudad Real	640	0,6	Orense / *Ourense*	130	0,4	Valencia/*València*	0	0,2
Córdoba	100	0,2	Oviedo	230	0,5	Valladolid	690	0,4
Coruña / *A Coruña*	0	0,3	Palencia	740	0,4	Vitoria / *Gasteiz*	520	0,7
Cuenca	1.010	1,0	Palma de Mallorca	0	0,2	Zamora	650	0,4
Gerona / *Girona*	70	0,4	Palmas, Las	0	0,2	Zaragoza	210	0,5
Granada	690	0,5	Pamplona/*Iruña*	450	0,7	Ceuta y Melilla	0	0,2

Tabla 29: Sobrecarga de nieve sobre superficie horizontal en capitales de provincia y ciudades autónomas.
Fuente: DB-SE-AE

En éste caso, como la superficie proyectada sobre la horizontal es prácticamente la misma que antes de la instalación fotovoltaica (exceptuando los pequeños salientes que se producen por cada lado de la cubierta), no tendremos en consideración una sobrecarga de nieve mayor producida por el generador fotovoltaico.

No obstante, según el Proyecto técnico de construcción de la nave, la sobrecarga de nieve para la que ha sido diseñada la cubierta es de 80 Kg/m^2, lo que nos da un margen de seguridad para adoptar el criterio anterior.

2.7.3 Sobrecarga por viento

Tal y como anuncia el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la estructura soporte de los paneles solares deberá resistir las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la Normativa Básica de la Edificación NBE-AE-88 y que más adelante a sido derogada por el Documento Básico de Seguridad Estructural en Acciones en la Edificación DBE-SE-AE. Este punto nos lo garantiza el constructor de la estructura y del panel fotovoltaico, los cuales certifican que sus productos son capaces de soportar, como mínimo, los máximos esfuerzos que pudieran producirse por viento y nieve mas el peso propio del material.

Dentro de estos esfuerzos, se encuentran los provocados por los vientos de succión que tratan de arrancar la estructura de la cubierta y que, en nuestro caso, serían los provenientes del Norte, pero lo que no nos garantiza el constructor de la estructura es la sobrecarga que puede producir el viento que incide por el Sur y que provoca una compresión sobre la superficie del panel que a su vez se lo transmite a la cubierta.

Para calcular dicha sobrecarga nos basaremos en el DBE-SE-AE en su apartado 3.3.2 donde nos dice que, en general, una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática (q_e), puede expresarse de la siguiente forma:

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

Ecuación 50: Presión estática ejercida por el viento sobre la cubierta.

Donde:

$\boldsymbol{q_b}$.= Presión dinámica del viento [KN/m^2].
$\boldsymbol{c_e}$.= Coeficiente de exposición.
$\boldsymbol{c_p}$.= Coeficiente eólico o de presión.

Para el cálculo de la **presión dinámica del viento,** el DB-SE-AE nos dice que, de forma simplificada, como valor en cada punto del territorio español, puede adoptarse un valor de la presión dinámica del viento de 0,5 KN/m^2. A continuación también nos dice que pueden obtenerse valores más precisos utilizando el Anejo D de dicho documento en función del emplazamiento de la obra.

En el punto 4 de dicho anejo, se muestra un mapa geográfico de la península en el cual vienen representadas diferentes zonas geográficas con un recuadro que indica la velocidad básica del viento para cada zona. En dicho punto también explica que para la zona A, correspondiente a la comunidad de Madrid, el valor de la presión dinámica del viento es de **q_b= 0,42 KN/m^2**, que será el valor que utilicemos para nuestros cálculos.

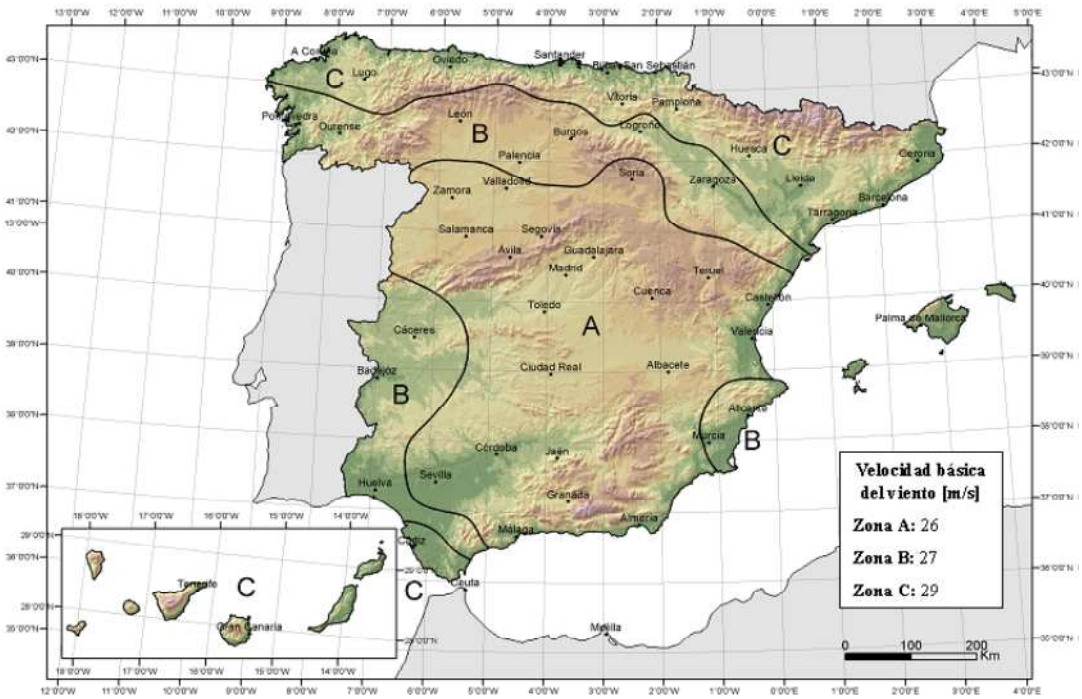


Figura 91: Valores básicos de la velocidad del viento (V_b) para cada zona geográfica característica de la península.
Fuente: DB-SE-AE

Para obtener el **coeficiente de exposición** correspondiente, en el apartado 3.3.3 nos indica que su valor se puede tomar de la tabla 3.4 de dicho documento y que a continuación se detalla.

	Grado de aspereza del entorno	Altura del punto considerado (m)							
		3	6	9	12	15	18	24	30
I	Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	2,4	2,7	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7
II	Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	2,1	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
III	Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	1,6	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,1
IV	Zona urbana en general, industrial o forestal	1,3	1,4	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
V	Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	1,2	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,9	2,0

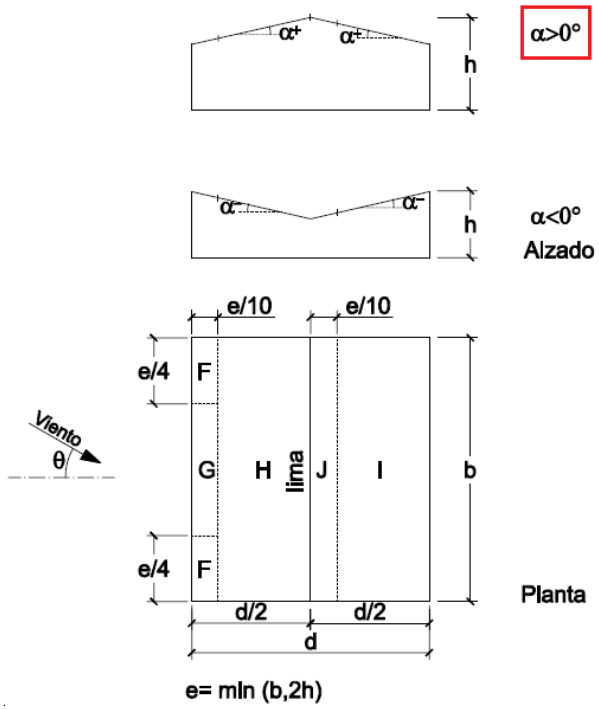
Tabla 30: Valores del coeficiente de exposición c_e.
Fuente: DB-SE-AE

Tomando una altura media de la rasante de la fachada de barlovento de 12 metros y un grado de aspereza de IV, por tratarse de una zona industrial, obtenemos un coeficiente de exposición de $\mathbf{c_e = 1{,}9}$.

Los **coeficientes de presión exterior o eólico c_p**, dependen de la dirección relativa del viento, de la posición del elemento considerado y de su área de influencia. En el apartado D3 del anejo D se explica la forma de proceder para obtener dicho coeficiente.

De dicho apartado seleccionamos la tabla D6 por tratarse de una nave industrial con cubierta a dos aguas y la variante "a" por tratarse de una dirección del viento que provoca esfuerzos de compresión sobre los paneles, ya que los esfuerzos de succión son acciones favorables para disminuir los esfuerzos de sobrecarga sobre la cubierta y por éste motivo no los tendremos en cuenta.

a) Dirección del viento -45° ≤ θ ≤ 45°



Pendiente de la cubierta α	A (m^2)	Zona (según figura)				
		F	G	H	I	J
-45°	≥ 10	-0,6	-0,6	-0,8	-0,7	-1
	≤ 1	-0,6	-0,6	-0,8	-0,7	-1,5
-30°	≥ 10	-1,1	-0,8	-0,8	-0,6	-0,8
	≤ 1	-2	-1,5	-0,8	-0,6	-1,4
-15°	≥ 10	-2,5	-1,3	-0,9	-0,5	-0,7
	≤ 1	-2,8	-2	-1,2	-0,5	-1,2
-5°	≥ 10	-2,3	-1,2	-0,8	0,2 -0,6	0,2 -0,6
	≤ 1	-2,5	-2	-1,2	0,2 -0,6	0,2 -0,6
5°	≥ 10	-1,7 +0,0	-1,2 +0,0	-0,6 +0,0	-0,6	0,2 -0,6
	≤ 1	-2,5 +0,0	-2 +0,0	-1,2 +0,0	-0,6	0,2 -0,6
15°	≥ 10	-0,9 0,2	-0,8 0,2	-0,3 0,2	-0,4 +0,0	-1 +0,0
	≤ 1	-2 0,2	-1,5 0,2	-0,3 0,2	-0,4 +0,0	-1,5 +0,0
30°	≥ 10	-0,5 0,7	-0,5 0,7	-0,2 0,4	-0,4 0	-0,5 0
	≤ 1	-1,5 0,7	-1,5 0,7	-0,2 0,4	-0,4 0	-0,5 0
45°	≥ 10	-0,0 0,7	-0,0 0,7	-0,0 0,6	-0,2 +0,0	-0,3 +0,0
	≤ 1	-0,0 0,7	-0,0 0,7	-0,0 0,6	-0,2 +0,0	-0,3 +0,0
60°	≥ 10	0,7	0,7	0,7	-0,2	-0,3
	≤ 1	0,7	0,7	0,7	-0,2	-0,3
75°	≥ 10	0,8	0,8	0,8	-0,2	-0,3
	≤ 1	0,8	0,8	0,8	-0,2	-0,3

Tabla 31: Tabla de selección del coeficiente de presión (cp), para una nave industrial con cubierta, inclinada a dos aguas y viento soplando por barlovento.
Fuente: DB-SE-AE

De la tabla anterior, escogemos el **coeficiente c_p= 0,2** correspondientes a las zonas F G y H por ser el viento más desfavorable de compresión para una cubierta con una inclinación de 15º y un área de influencia A>10m^2 como es el caso.

De ésta forma, el valor de la presión estática en dirección perpendicular a la superficie de la cubierta lo calculamos con la Ecuación 50.

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p = 0{,}42 \cdot 1{,}9 \cdot 0{,}2 = 0{,}16 KN/m^2$$

Esta sobrecarga, provocada por las fuerzas de compresión de la presión estática del viento sería prácticamente la misma que para la cubierta sin la ISFV, de manera que no la consideraremos como una sobrecarga y tampoco la vamos a tener en cuenta para determinar la sobrecarga que produce la ISFV.

Así pues, se puede comprobar que **las sobrecargas debidas a las fuerzas gravitatorias de la instalación (**Ecuación 49**) no superan las máximas establecidas por el DB-SE-AE** obtenidas mediante la Ecuación 48**.**

$$q_{Gn,d} < q_{Gn} \Longrightarrow 0{,}12 < 0{,}386 \Longrightarrow \boldsymbol{CUMPLE}$$

2.8 COMPROBACIÓN DE LA RESISTENCIA DE LAS CORREAS.[31]

En el apartado anterior (Cálculo de la sobrecarga sobre la cubierta), se ha comprobado que la sobrecarga producida por el montaje de la ISFV sobre la cubierta cumple con la normativa actual existente contemplada en el CTE en su DB-SE-AE, pero éste hecho no nos garantiza que la cubierta de nuestra estructura en concreto pueda ser capaz de soportar dicha sobrecarga, por lo que vamos a calcular la resistencia de las correas de la cubierta y comprobar que el valor obtenido sea suficiente para soportar dicha sobrecarga.

Las correas son elementos resistentes cuya misión es la de soportar el peso de los elementos de la cubierta, compuesto en nuestro caso por paneles de chapa ondulada de acero galvanizado y sus elementos de fijación a las correas, así como las pletinas que unen las correas en la dirección perpendicular a estas para facilitar el anclaje de las chapas y los cruces de San Andrés que proporcionan rigidez a la estructura.

Además de esto, deberán estar dimensionadas de tal forma que sean capaces de soportar las sobrecargas que se puedan producir y que se han comentado en el capítulo anterior.

El esquema de la distribución de las correas es el siguiente:

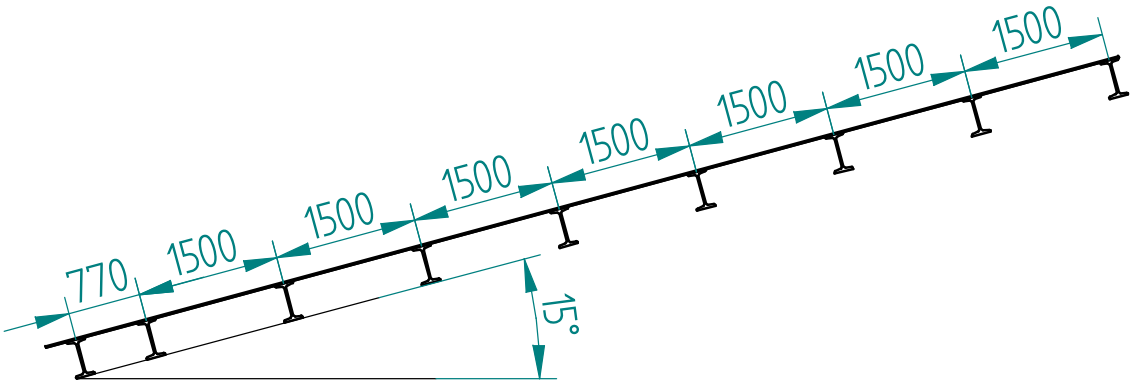


Figura 92: Distancia entre correas expresada en milímetros.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.

Tal como se aprecia en la figura anterior, se han dispuesto 9 correas IPN 100 separadas una distancia de **d_c= 1500 mm**. excepto la inferior que dista 770 mm.

Las cargas lineales a las que estarán expuestas las correas son las siguientes:

2.8.1 Carga permanente (G):

Se obtiene a partir de convertir el peso distribuido por unidad de superficie de la cubierta y del generador solar en peso distribuido por unidad de longitud de correa más el peso propio de la correa

- **Carga lineal sobre la correa debida al peso de la cubierta.**

Se obtiene a partir del peso de la cubierta, donde su carga distribuida por unidad de superficie (0,094 KN/m^2) se ha extraído del proyecto técnico de ejecución de la nave:

$$q_c = 0{,}094\frac{KN}{m^2}\cdot d_c = 0{,}094\frac{KN}{m^2}\cdot 1{,}5m = 0{,}141\frac{KN}{m}$$

- **Carga lineal sobre la correa debida al peso del generador Solar.**

$$q_{gen} = \frac{P_{gen}}{S_c}\cdot d_c = \frac{57{,}98KN}{(11{,}4\cdot 40{,}6)m^2}\cdot 1{,}5m = 0{,}1879\frac{KN}{m}$$

- **Carga lineal sobre la correa debida al peso propio de la correa**. Se obtiene a partir del prontuario de Arcelor:

$$q_{pp} = 0{,}083\frac{KN}{m}$$

TOTAL CARGA PERMANENTE: G= 0,4119KN/m

2.8.2 Sobrecarga (Q):

- **Sobrecarga por nieve (q_n)**: Transformamos la sobrecarga por unidad de superficie permitida sobre plano horizontal (S_k= 0.6KN/m^2) en una sobrecarga por unidad de longitud.

$$q_n = 0{,}6\frac{KN}{m^2}\cdot 1{,}5m = 0{,}9\frac{KN}{m}$$

- **Sobrecarga por viento (q_v):** Transformamos la sobrecarga por unidad de superficie de cubierta en una sobrecarga por unidad de longitud.

$$q_v = 0{,}16\frac{KN}{m^2}\cdot 1{,}5m = 0{,}24\frac{KN}{m}$$

TOTAL SOBRECARGA: Q= 1,14KN/m

Para la ponderación de las cargas utilizaremos los coeficientes parciales de seguridad contenidos en la tabla 4.1 del apartado 4 del DB-SE.

ACCION	TIPO DE ACCION	CARGA SIN PONDERAR [KN/M]	COEFICIENTE.(γ) CON ACCION DESFAVORABLE.	CARGA PONDERADA [KN/M]
PESO PROPIO	PERMANENTE	G=0,412	1,35	$G^* = 0{,}556$
VIENTO	VARIABLE	$q_v = 0{,}24$	1,5	$q_v^* = 0{,}36$
NIEVE	VARIABLE	$q_n = 0{,}9$	1,5	$q_n^* = 1{,}35$

Tabla 32: Coeficientes parciales de seguridad (γ) para las acciones.
Fuente: DB-SE-AE

El resto de datos necesarios para el cálculo de la resistencia de las correas se obtienen a partir de la geometría y las características del material de la viga, así como de la disposición de éstas sobre la cubierta:

- Tipo de perfil: **IPN 100**
- Tipo de acero: **A42b**
- Tensión de límite elástico: $\mathbf{f_y = 2600 Kg/cm^2}$**.**
- Coeficiente parcial de seguridad a la plastificación: $\boldsymbol{\gamma_{M0} = 1{,}05}$
- Módulo resistente con respecto al eje x: $\mathbf{W_x = 34{,}2\ cm^3}$.
- Módulo resistente con respecto al eje y: $\mathbf{W_y = 4{,}88\ cm^3}$.
- Canto de la viga: **h = 10cm**.
- Separación entre correas en el plano del faldón: **1,5m.**
- Luz entre apoyos: **L = 5m**.
- Inclinación del faldón de la correa: $\boldsymbol{\beta_1 = 15^o}$

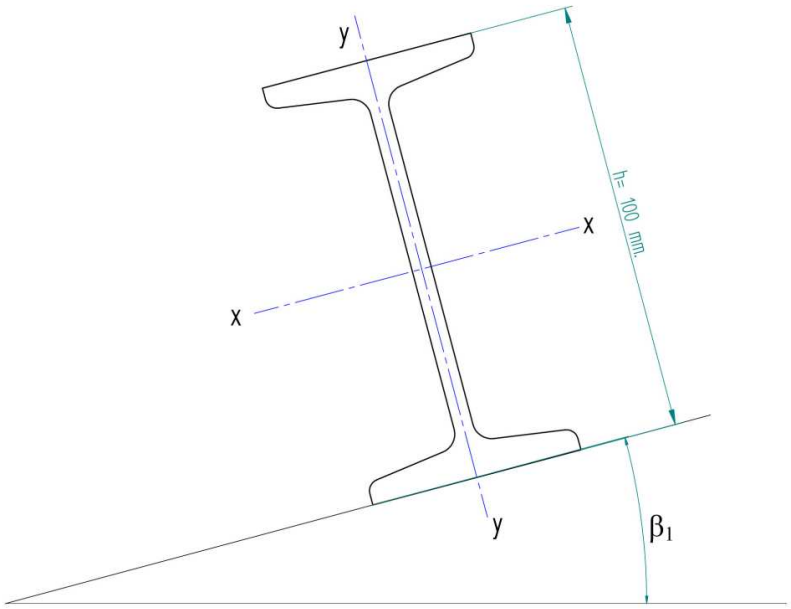


Figura 93: Perfil de una viga estructural IPN 100.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Nota: Los valores correspondientes al perfil IPN 100 han sido obtenidos mediante el Prontuario de Arcelor.

2.8.3 Comprobación a resistencia de la sección.

Como modelo de cálculo para cada fila de correas, se proponen dos modelos de cálculo: viga continua de tres vanos o viga continua de dos vanos. Como, a efectos de cálculo, la viga de tres vanos resulta más desfavorable utilizaremos ésta como modelo de cálculo.

Por lo tanto, procederemos dimensionando una viga continua de tres vanos, haciendo las pertinentes comprobaciones prescritas en el CTE en su DB-SE-A (Documento Básico de Seguridad Estructural del Acero) y que, tal como se describe en el RD 314/2006 de 17 de Marzo deroga a la antigua norma NBE EA-95 (Norma Básica de la Edificación-Estructuras de acero).

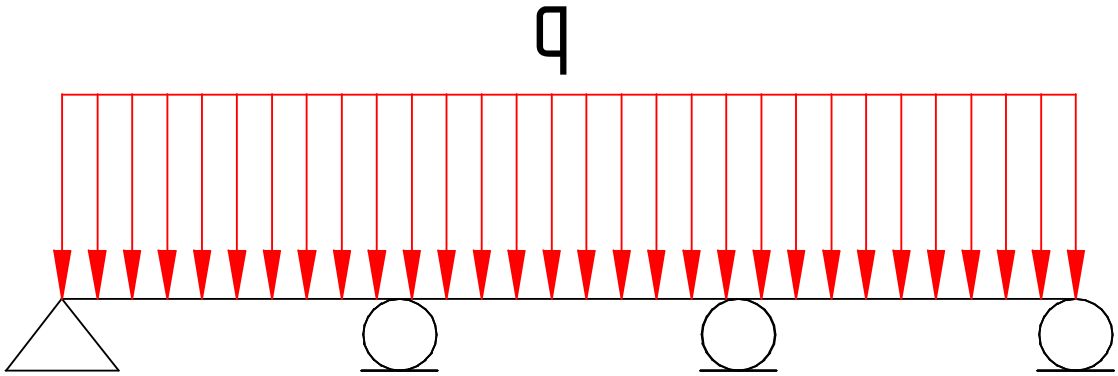


Figura 94: Viga de tres vanos con un apoyo fijo y tres deslizantes.
Fuente: ELABORACION PROPIA

Calcularemos las componentes de las acciones según los ejes principales del perfil, por lo tanto, tendremos un caso de flexión esviada que resolveremos como tal.

Los momentos flectores con respecto a cada eje principal del perfil los calculamos con:

$$M_x = \frac{q_y \cdot L^2}{10}$$

Ecuación 51: Momento flector sobre el eje principal x de la viga

$$M_y = 0{,}105 \cdot q_x \cdot L^2$$

Ecuación 52: Momento flector sobre el eje principal y de la viga

Donde:

$\boldsymbol{M_x}$, $\mathbf{M_y}$= Son los momentos flectores con respecto a los ejes principales x e y de la sección respectivamente [KN.m].
$\boldsymbol{q_x}$.$\mathbf{q_y}$= Cargas lineales actuando sobre los ejes x e y respectivamente [KN/m].
L= Longitud de cada vano.

La tensión máxima que soporta la sección la calculamos con:

$$\sigma = \frac{M_x}{W_x} + \frac{M_y}{W_y}$$

Ecuación 53: Máxima tensión soportada por una sección.

Donde:

$\boldsymbol{W_x}$.$\mathbf{W_y}$= Son los módulos resistentes de la sección [m^3].
$\boldsymbol{\sigma}$ = Tensión máxima soportada por la sección [KN/m^2].

A continuación se muestran los esfuerzos a los que se encuentran sometidas las correas.

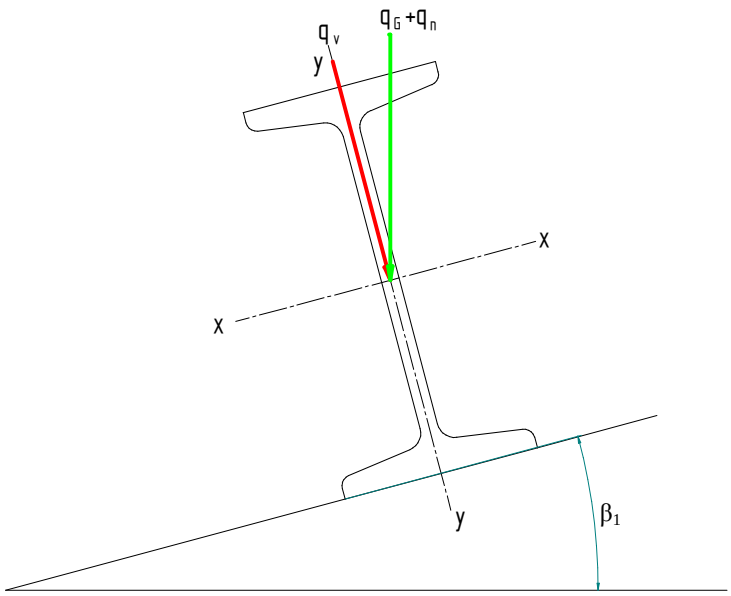


Figura 95: Cargas actuantes sobre las correas.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.

Descomponiendo las cargas actuantes sobre las correas según los ejes principales del perfil tenemos:

$$q_x = (q_G^* + q_n^*) \cdot \sin\beta_1 = (0{,}556 + 1{,}35)\frac{KN}{m} \cdot \sin 15 = 0{,}493\frac{KN}{m}$$

$$q_y = (q_G^* + q_n^*) \cdot \cos\beta_1 + q_v^* = (0{,}556 + 1{,}35)\frac{KN}{m} \cdot \cos 15 + 0{,}36\frac{KN}{m} = 2{,}2\frac{KN}{m}$$

- **Momento con respecto al eje x-x.**

$$M_x = \frac{q_y \cdot L^2}{10} = \frac{2{,}2\frac{KN}{m} \cdot (5\text{m})^2}{10} = 5{,}5\ KN.m$$

- **Momento con respecto al eje y-y.**

Como solución constructiva, con el fin de disminuir en gran medida la flexión producida en el plano del faldón de la correa, éstas se encuentran unidas, mediante tirantes soldados, por los centros de los faldones superiores que dividen cada vano en dos partes iguales de 2,5 m en el plano del faldón, mientras que en el plano perpendicular esto no tendrá influencia a efectos de cálculo.

$$M_y = 0{,}105 \cdot q_x \cdot \left(\frac{L}{2}\right)^2 = 0{,}105 \cdot 0{,}493\frac{KN}{m} \cdot (2{,}5\text{m})^2 = 0{,}323\ KN.m$$

La máxima tensión a la que se encuentra sometido el perfil será:

$$\sigma = \frac{M_x}{W_x} + \frac{M_y}{W_y} = \frac{5{,}5\ KN.m}{3{,}42.10^{-5}m^3} + \frac{0{,}323\ KN.m}{4{,}88.10^{-6}m^3} = 227007\frac{KN}{m^2} = 2270\frac{Kg}{cm^2}$$

Esta tensión máxima no deberá ser superior a la resistencia de cálculo del material (f_{yd}), es decir, al cociente entre la tensión de límite elástico y el coeficiente de seguridad del material.

$$f_{yd} = \frac{f_y}{\gamma_{M0}}$$

Ecuación 54: Resistencia de cálculo del material.

Donde:

$\mathbf{f_y}$: Tensión de límite elástico del material.
$\boldsymbol{\gamma_{M0}}$: Coeficiente de seguridad del material.

$$f_{yd} = \frac{f_y}{\gamma_{M0}} > \sigma \Rightarrow \frac{2600\frac{Kg}{cm^2}}{1{,}05} > 2236\frac{Kg}{cm^2} \Rightarrow 2476 > 2270 \Rightarrow \boldsymbol{CUMPLE}$$

2.8.4 Comprobación de flecha máxima:

Para ésta comprobación utilizaremos la expresión contenida en el apartado 3.4.4.1 de la NBE EA-95, en la que se introduce el valor de la tensión máxima sin ponderar, así como un coeficiente (α) que lo obtendremos de la tabla 3.4.4.1 correspondiente al mismo apartado.

$$f \approx \alpha \frac{\sigma\left[\frac{Kg}{mm^2}\right].L^2[m]}{h[cm]}$$

Ecuación 55: Flecha máxima admitida.

Donde:

f : Flecha de la viga en [mm].
α : Coeficiente que depende de la clase de sustentación y del tipo de carga [α.=0,415].
h : Canto del perfil en [cm]. h = 10cm
σ : Máxima tensión sometida sobre la sección [Kg/mm^2].

- **Distribución lineal de cargas por cada eje sin ponderar**:

$$q_x = (q_G + q_n) \cdot \sin\beta_1 = (0{,}412 + 0{,}9)\frac{KN}{m} \cdot \sin 15 = 0{,}3396\frac{KN}{m}$$

$$q_y = (q_G + q_n) \cdot \cos\beta_1 + q_v = (0{,}412 + 0{,}9)\frac{KN}{m} \cdot \cos 15 + 0{,}24\frac{KN}{m} = 1{,}5072\frac{KN}{m}$$

- **Momento con respecto al eje x-x.**

$$M_x = \frac{\mathrm{q_y} \cdot \mathrm{L}^2}{10} = \frac{1{,}5072\frac{KN}{m} \cdot (5\mathrm{m})^2}{10} = 3{,}768\, KN.m$$

- **Momento con respecto al eje y-y.**

$$M_y = 0{,}105 \cdot q_x \cdot \left(\frac{L}{2}\right)^2 = 0{,}105 \cdot 0{,}3396\frac{KN}{m} \cdot (2{,}5m)^2 = 0{,}2229\, KN.m$$

- **Máxima tensión:**

$$\sigma = \frac{M_x}{W_x} + \frac{M_y}{W_y} = \frac{3{,}768\, KN.m}{3{,}42.10^{-5}m^3} + \frac{0{,}2229\, KN.m}{4{,}88.10^{-6}m^3} = 155843\frac{KN}{m^2} = 1558\frac{Kg}{cm^2}$$
$$= 15{,}58\frac{Kg}{mm^2}$$

- **Flecha máxima en el vano de la viga**:

$$f \approx \alpha\frac{\sigma.L^2}{h} \approx 0{,}415\frac{15{,}58\frac{Kg}{mm^2}.(5m)^2}{10} = 16{,}16\, mm$$

Según el DB-SE en su apartado 4.3.3.1 se admite que la estructura horizontal de una cubierta es suficientemente rígida si, para cualquiera de sus piezas, ante cualquier combinación de acciones característica, la flecha relativa es menor que L/300.

$$\frac{L}{300} > f \Rightarrow$$

$$\frac{5000}{300} = 16{,}67\ mm > 16{,}16\ mm \Rightarrow \boldsymbol{CUMPLE}$$

Se puede apreciar que se cumple la condición por un margen muy pequeño, pero hay que tener en cuenta que hasta llegar a la flecha máxima, se han utilizado todos los coeficientes de seguridad para cada caso y, además de esto, se ha supuesto que las sobrecargas por viento, nieve, y la de los operarios de mantenimiento actúen a la vez con su máxima carga permitida cuando la probabilidad de que éste hecho ocurra es muy escasa.

Así pues, queda, de ésta forma demostrado, que considerando el peso de la ISFV como una sobrecarga distribuida uniformemente sobre la cubierta de la nave, ésta es capaz de resistir.

2.8.5 Comprobación del perfil considerando una carga puntual como sobrecarga de uso.

A continuación se trata de demostrar que considerando una sobrecarga puntual sobre la cubierta, ésta fuera capaz de resistir.

Según la tabla 3.1 del apartado 3.1.1 del DB SE-AE, (Tabla 27 del apartado 2.7.1 del presente documento), las vigas de las correas deben de soportar una carga puntual aislada de 2 KN en la posición más desfavorable (centro del primer vano).

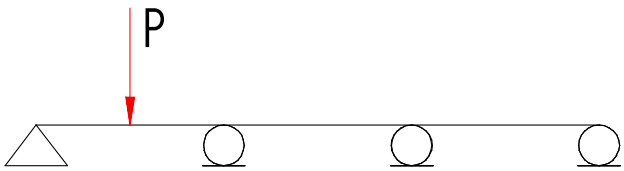
En éste caso consideraremos como carga distribuida el peso de la cubierta mas el de la ISFV menos el peso de las labores de mantenimiento de la Tabla 28 y como carga puntual el peso considerado para las labores de mantenimiento (dos operarios mas la herramienta necesaria para realizar las operaciones de mantenimiento) que tiene un valor de P= 2 KN tal y como exige la norma.

A efectos de cálculo posicionaremos la carga puntual en el centro del primer vano, por ser éste el punto más desfavorable, y su carga lineal correspondiente será:

$$q_p = P \cdot \frac{d_c}{S_c} = 2KN \cdot \frac{1{,}5m}{(40{,}6m \cdot 11{,}4m)} = 6{,}48 \cdot 10^{-3}\,\frac{KN}{m}$$

ESTADO I:

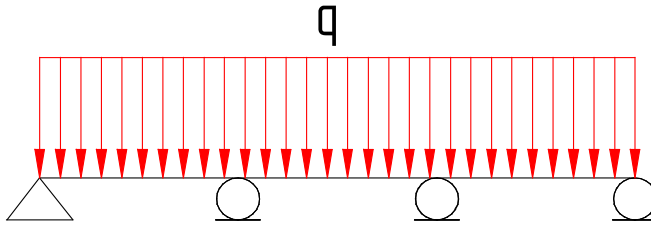
Carga puntual en primer vano



$$P_y = P \cdot \cos\beta_1 = 2KN \cdot \cos 15 = 1{,}93KN$$

ESTADO II:

Carga distribuida sobre la longitud de la viga



$$q = G - q_p \Rightarrow$$

$$q = \left(0{,}412 - 6{,}48 \cdot 10^{-3}\right)\frac{KN}{m} = 0{,}405\frac{KN}{m}$$

$$q_x^* = \gamma . q . \sin\beta_1 \Rightarrow$$

$$q_x^* = 1{,}35 \cdot 0{,}405\frac{KN}{m} \cdot \sin 15 = 0{,}141\frac{KN}{m}$$

$$q_y^* = \gamma \cdot q \cdot \cos\beta_1 \Rightarrow$$

$$q_y^* = 1{,}35 \cdot 0{,}405\frac{KN}{m} \cdot \cos 15 = 0{,}528\frac{KN}{m}$$

- **Momentos máximos en las vigas**: Atendiendo a los prontuarios de Arcelor, los momentos máximos en las vigas son los siguientes.

$$M_{Ix} = 0{,}2 \cdot P_y \cdot L$$

Ecuación 56: Máximo momento flector obtenido en el punto más desfavorable del eje (x) sobre viga continua de tres vanos con una carga puntual aplicada.

$$M_{IIx} = \frac{q_y^* \cdot L^2}{10}$$

Ecuación 57: Máximo momento flector obtenido en el punto más desfavorable del eje (x) sobre viga continua de tres vanos con una carga distribuida en toda su longitud.

$$M_{IIy} = 0{,}105 \cdot q_x^* \cdot \left(\frac{L}{2}\right)^2$$

Ecuación 58: Máximo momento flector obtenido en el punto más desfavorable del eje "y" sobre viga continua de tres vanos con una carga distribuida en toda su longitud

$$M_{Ix} = 0{,}2 \cdot 1{,}93KN \cdot 5m = 1{,}93KN.m$$

$$M_{IIx} = \frac{q_y^* \cdot L^2}{10} = \frac{0{,}528\frac{KN}{m} \cdot (5m)^2}{10} = 1{,}32KN.m$$

$$M_{IIy} = 0{,}105 \cdot q_x^* \cdot \left(\frac{L}{2}\right)^2 = 0{,}105 \cdot 0{,}141\frac{KN}{m} \cdot (2{,}5m)^2 = 0{,}092KN.m$$

$$M_{xmax} = (1{,}93 + 1{,}32)KN.m = 3{,}25KN.m$$

$$M_{ymax} = 0{,}092KN.m$$

2.8.5.1 Comprobación a resistencia:

$$\sigma = \frac{M_x}{W_x} + \frac{M_y}{W_y} = \frac{3{,}25\ KN.m}{3{,}42.10^{-5}m^3} + \frac{0{,}092\ KN.m}{4{,}88.10^{-6}m^3} = 113935\frac{KN}{m^2} = 1139\frac{Kg}{cm^2}$$

$$f_{yd} = \frac{f_y}{\gamma_{M0}} > \sigma \Rightarrow \frac{2600\frac{Kg}{cm^2}}{1{,}05} > 1139\frac{Kg}{cm^2} \Rightarrow 2476 > 1139 \Rightarrow \boldsymbol{CUMPLE}$$

2.8.5.2 Comprobación de la flecha máxima:

<u>ESTADO I:</u>

$$M_x = 0{,}2 \cdot P_Y \cdot L = 0{,}2 \cdot 1{,}93KN \cdot 5m = 1{,}93KN.m$$

La expresión para determinar la tensión normal máxima será:

$$\sigma = \frac{M_x}{W_x} = \frac{1{,}93\ KN.m}{3{,}42.10^{-5}m^3} = 56433\frac{KN}{m^2} = 564\frac{Kg}{cm^2} = 5{,}64\frac{Kg}{mm^2}$$

$$f_I \approx \alpha\frac{\sigma.L^2}{h} \approx 0{,}415\frac{5{,}64\frac{Kg}{mm^2}.(5m)^2}{10cm} = 5{,}85mm$$

ESTADO II:

Las cargas lineales por cada eje sin ponderar son:

$$q_x = q_G \cdot \sin\beta_1 = 0{,}405\frac{KN}{m} \cdot \sin 15 = 0{,}105\frac{KN}{m}$$

$$q_y = q_G \cdot \cos\beta_1 = 0{,}405\frac{KN}{m} \cdot \cos 15 = 0{,}391\frac{KN}{m}$$

Momento con respecto al eje x-x.

$$M_x = \frac{\mathrm{q_y} \cdot \mathrm{L}^2}{10} = \frac{0{,}391\frac{KN}{m} \cdot (5\mathrm{m})^2}{10} = 0{,}98\ KN.m$$

Momento con respecto al eje y-y.

$$M_y = 0{,}105 \cdot \mathrm{q_x} \cdot \left(\frac{L}{2}\right)^2 = 0{,}105 \cdot 0{,}105\frac{KN}{m} \cdot\ (2{,}5m)^2 = 0{,}07\ KN.m$$

La máxima tensión será:

$$\sigma = \frac{M_x}{W_x} + \frac{M_y}{W_y} = \frac{0{,}98KN.m}{3{,}42.10^{-5}m^3} + \frac{0{,}07\ KN.m}{4{,}88.10^{-6}m^3} = 42999\frac{KN}{m^2} = 4{,}29\frac{Kg}{mm^2}$$

$$f_{II} \approx \alpha\frac{\sigma.L^2}{h} \approx 0{,}415\frac{4{,}29\frac{Kg}{mm^2}.(5m)^2}{10cm} = 4{,}45mm$$

ESTADOS I + II:

Se debe de cumplir que:

$$f_I + f_{II} < \frac{L}{300} \Rightarrow$$

$$(5{,}85 + 4{,}45)mm < \frac{5000}{300} \Rightarrow 10{,}3 < 16{,}67 \Rightarrow \boldsymbol{CUMPLE}$$

De ésta forma, y del mismo modo que para el supuesto de considerar la sobrecarga de una cubierta como una carga distribuida sobre su superficie, podemos afirmar que en el supuesto de considerar una carga distribuida más una carga puntual en la zona más desfavorable, la estructura de la cubierta resiste, y por consiguiente, podemos afirmar que **la cubierta resiste las sobrecargas impuestas con la instalación del Generador Solar Fotovoltaico sobre ella.**

2.9 DIMENSIONADO DE LOS CONDUCTORES.[3]

En toda instalación eléctrica, se pueden diferenciar dos tipos de conductores por la función que éstos realizan y que son:

Conductores activos: Son los conductores destinados normalmente a la transmisión de la energía eléctrica. Esta consideración se aplica a los conductores de fase y al conductor neutro en corriente alterna y a los conductores polares y al compensador en corriente continua.

Conductores de protección: Conductor requerido en ciertas medidas de protección contra choques eléctricos cuya finalidad es asegurar la protección contra contactos eléctricos indirectos y que conecta alguna de las siguientes partes: masas, elementos conductores, borne principal de tierra, toma de tierra, punto de la fuente de alimentación unida a tierra o a un neutro artificial.

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificables, especialmente por lo que respecta al conductor neutro y al conductor de protección. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos. Cuando exista conductor neutro en la instalación o se prevea para un conductor de fase su pase posterior a conductor neutro, se identificarán éstos por el color azul claro. Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo. Todos los conductores de fase, o en su caso, aquellos para los que no se prevea su pase posterior a neutro, se identificarán por los colores marrón o negro.

Cuando se considere necesario identificar tres fases diferentes, se utilizará también el color gris.

A continuación se presenta una tabla resumen de las secciones obtenidas al realizar los cálculos pertinentes para cada tramo de la instalación, los cuales se detallan en los apartados que a continuación se exponen.

TRAMO	DESCRIPCION	LONGITUD (L) [M]	SECCION CONDUCTOR [mm^2]	
			FASE (S)	PROTECCION (Sp)
1	Módulos solares-Caja de conexión de grupo	41	**1,5**	**2,5**
2	Caja de conexión de grupo- Caja de conexión de generador	10	**16**	**16**
3	Caja de conexión de generador-Inversor	5,5	**95**	**50**
4	Inversor-Armario principal de corriente alterna	60	**35**	**16**

Tabla 33: Tabla de secciones y longitudes de conductor de fase y protección para cada tramo.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

2.9.1 Dimensionado de los conductores activos

2.9.1.1 Criterios de cálculo.

Para dimensionar la sección necesaria de los conductores a utilizar, se tendrán en cuenta las indicaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Tal como sugiere el REBT en su ITC-BT-40, el cálculo de la sección se realizará teniendo en cuenta los criterios siguientes:

- Los conductores de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la corriente que circula por ellos en condiciones de máxima potencia del generador.
- La caída de tensión máxima que se producirá en el cable al circular por él la corriente máxima será inferior al valor especificado en el pliego de condiciones técnicas.

Para el cálculo de la caída de tensión máxima hay que tener en cuenta que el REBT no realiza ninguna indicación sobre los circuitos de las instalaciones fotovoltaicas, por lo que se tomarán los valores aconsejados por el IDAE que se encuentran recogidos en el Pliego De Condiciones Técnicas.

Estos valores son:

- 1,5% para conductores de corriente continua.
- 2% para conductores de corriente alterna.

A efectos de cálculo, se tomará como longitud del cable la distancia más larga entre el punto de salida y el punto de llegada del cable.

Salvo que se especifique lo contrario, se utilizarán conductores unipolares de cobre, con aislamiento de PVC.

Para el cálculo de la intensidad admisible consideraremos una temperatura máxima de 45ºC en el tejado y conductores con aislamiento de PVC por lo que según la tabla 2 del apartado 3.1.1 del ITC-BT-07 del REBT, la temperatura máxima admisible, en servicio permanente y en cortocircuito, para un conductor aislado de PVC será de 70ºC y de 160ºC respectivamente.

Tipo de Aislamiento seco		Temperatura máxima ºC	
		Servicio permanente	Cortocircuito t ≤ 5s
Policloruro de vinilo (PVC)	S ≤ 300 mm^2 S > 300 mm^2	70 70	160 140
Polietileno reticulado (XLPE)		90	250
Etileno Propileno (EPR)		90	250

Tabla 34: Temperaturas máximas admisibles en ºC para servicio permanente y cortocircuito para algunos tipos de cables aislados con aislamiento seco.
Fuente: REBT

Por otro lado, y según la tabla 13 del apartado 3.1.4.2.1 del mismo reglamento, se aplicará un factor de corrección ($F_{\theta a}$), de la intensidad admisible para temperaturas del aire ambiente distintas de 40ºC en función de la temperatura máxima de servicio (θ_s) de $F_{\theta a}$ = 0,91.

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 35: Coeficiente de corrección F para temperatura ambiente distinta de 40ºC
Fuente: REBT

Se escogerán los cables comerciales adecuados según ésta misma norma, o bien consultando la tabla resumen que aparece en el REBT (ITC-BT-19) para cables unipolares aislados en PVC en montaje superficial, separados una distancia igual al diámetro del cable.

Para los tramos de **corriente continua** se utilizarán conductores de tipo 0,6/1kV de cobre con aislamiento en PVC. El tipo de instalación será de conductores aislados en tubos o canales de montaje superficial o empotrados en obra según la definición del REBT en la norma ITC-BT19.

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 dónde 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.

La batería de generadores se ha diseñado de tal modo que por cada cadena no pueda circular corriente procedente de otras cadenas, colocando fusibles de seguridad a la salida de cada cadena ajustados a un valor de 1,3 veces la corriente máxima que puede circular por él en condiciones estándar de medida. Por lo tanto, la sección del conductor se dimensionará de tal modo que pueda admitir ésta corriente, corregida por los factores establecidos por el REBT (temperatura ambiente, canalización, agrupaciones de cables, etc.).

De éste modo, para el cálculo de la sección del conductor mediante el criterio de máxima intensidad admisible se utilizará la siguiente expresión:

$$I_{max.adm.} = \frac{1{,}3 \cdot I_{CC(STC)}}{F_{\theta a}}$$

Ecuación 59: Máxima intensidad admisible por un conductor eléctrico

Donde:

$\boldsymbol{I_{max.adm.}}$: Máxima intensidad que puede circular por el conductor [A]
$\boldsymbol{I_{CC(STC)}}$: Corriente de cortocircuito de la línea en STC [A]. Es la máxima corriente que va a circular por los conductores o la corriente de cortocircuito de los paneles
$\boldsymbol{F_{\theta a}}$: factor de corrección de la intensidad admisible para temperaturas del aire ambiente distintas de 40ºC en función de la temperatura máxima de servicio (θ_s)

La sección de los conductores de c.c.se calculará con la siguiente expresión:

$$s_C = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC(STC)}}{u \cdot K}$$

Ecuación 60: Sección mínima admisible en un conductor eléctrico de corriente continua

Donde:

S_c: sección teórica del conductor de c.c. en [m.m^2]
$I_{CC\ (STC)}$: Corriente de cortocircuito de la línea en STC [A]. Es la máxima corriente que va a circular por los conductores o la corriente de cortocircuito de los paneles
L: Longitud del conductor [m].
u: Caída de tensión admisible [V].
K: coeficiente de conductividad del conductor K_{cu}= 56m/Ω*mm^2.

Para los conductores **de corriente alterna**, donde ya se ha producido la conversión de corriente continua a corriente alterna, se utilizarán conductores de tipo 0,6/1kV de cobre con aislamiento en PVC. El tipo de instalación será de conductores aislados en tubos o canales de montaje superficial o empotrados en obra según la definición del REBT en la norma ITC-BT19.

En éste tramo, el cableado será trifásico con lo que, la sección teórica mínima que se utilizará en los conductores vendrá dada por la ecuación:

$$s_a = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot \mathrm{I_{inv}} \cdot \cos\varphi}{u \cdot \mathrm{K}} = \frac{L \cdot \mathrm{P}}{u \cdot \mathrm{K} \cdot \mathrm{U_L}}$$

Ecuación 61: Sección mínima admisible en un conductor eléctrico de corriente alterna

Donde:

S_a: sección teórica del conductor de c.a. en [m.m^2]
I_{INV}: Corriente de salida del inversor [A]
L: Longitud del conductor [m].
u: Caída de tensión admisible [V].
K: coeficiente de conductividad del conductor K_{cu}= 56m/Ω*mm^2.
U_L: Tensión de línea de la red [V].
P: Potencia máxima que transporta el cable [W].

Los criterios de utilización de los parámetros para la realización de los cálculos son los siguientes:

- **L-**Es la longitud del conductor en metros. Utilizaremos la longitud del cable más largo de cada tramo.
- **I_{cc}-** Es la corriente máxima en Amperios que va a circular por los conductores y que se corresponde con la corriente de cortocircuito de los paneles.
- **u-** Es la caída de tensión en Voltios que, como máximo, podrán tener los conductores. Según el P.C.T. del IDAE, la máxima caída de tensión permitida para conductores de corriente continua es del 1.5% y para los de corriente alterna de un 2%.
- **K-** Es la conductividad del elemento que forma el conductor, en éste caso siempre se utilizará cobre cuya conductividad es de 56m/Ω*mm^2.
- **P-** Es la potencia máxima que transporta el cable en Watios y será la potencia alterna máxima que puede entregar el inversor a su salida.
- **U_L-** Es la tensión de línea de la red en Voltios. A la salida del inversor la tensión será constante de 400V.

2.9.1.2 Tramos de cableado.

El cableado de la instalación eléctrica de la batería de generadores estará compuesto por los cuatro tramos que a continuación se detallan.

2.9.1.2.1 **Tramo 1**. Módulos solares-Caja de grupo.

Estará comprendido entre la salida de cada uno de los ramales conectados en serie de la batería de generadores y una caja de conexión de grupo (o caja de conexión de nivel 1) a donde llegarán las salidas de los 7 ramales con 14 módulos conectados en serie por cada ramal. En dicha caja de conexión de grupo se alojarán los elementos encargados de la protección de cada uno de los 7 ramales por separado y los elementos necesarios para la protección del grupo completo.

Se colocarán un total de tres cajas de conexión de grupo, uno en el pasillo central y los dos restantes en los pasillos de los extremos. Cada caja de conexión de grupo albergará el cableado perteneciente a los 7 ramales en serie adyacentes al pasillo en el que se encuentra.

A ésta caja de conexión de generador llegan dos conductores activos de cada uno de los 7 ramales, uno positivo y otro negativo más el conductor de protección común a todos ellos, que se calculará más adelante. En total llegan 14 conductores activos más el de protección y salen dos conductores activos y uno de protección.

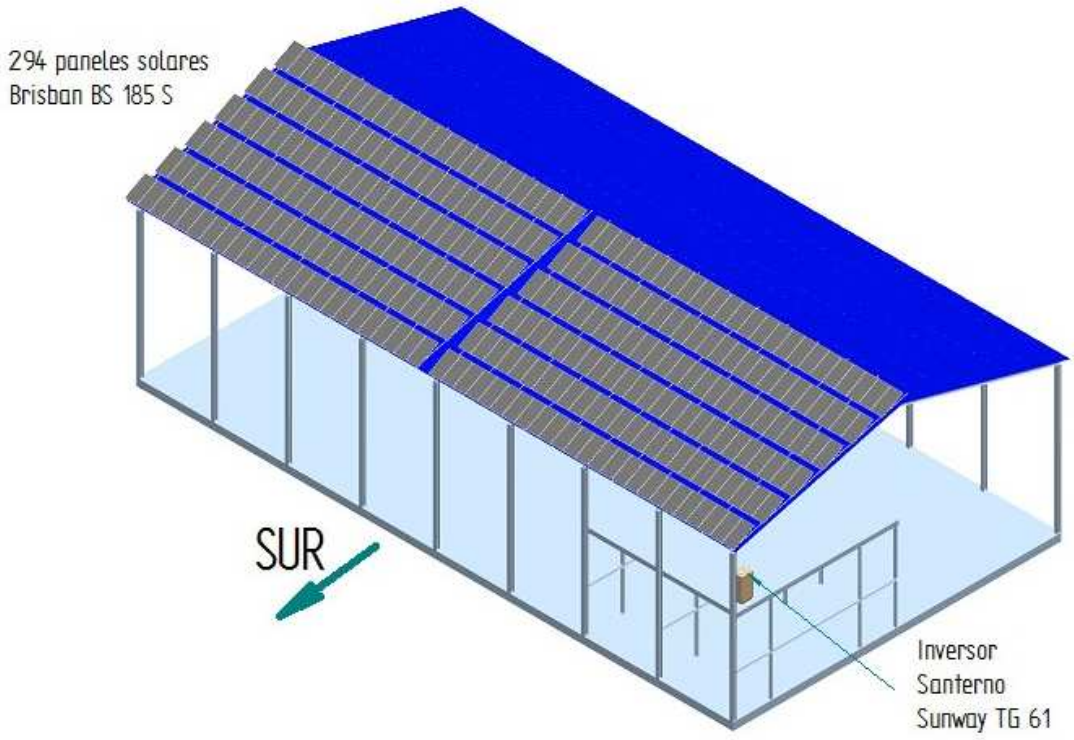


Figura 96: Vista isométrica del generador solar fotovoltaico sobre la cubierta
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.

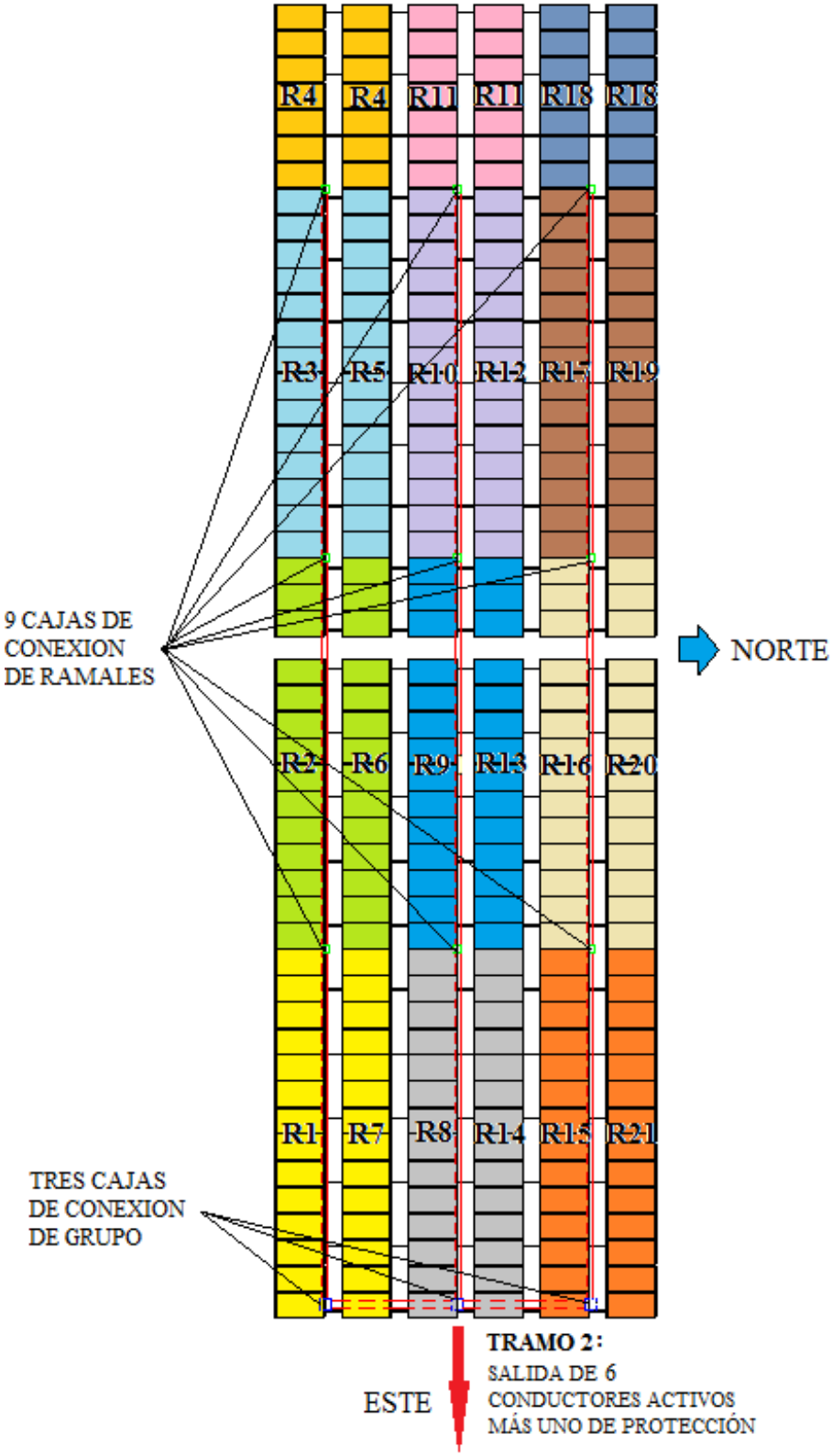


Figura 97: Representación en planta de la distribución de los 21 ramales del generador fotovoltaico.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.

En la figura anterior se detalla el generador solar fotovoltaico compuesto de 21 ramales con 14 paneles por ramal. Se puede apreciar que entre cada dos filas de paneles se ubica una canalización para canalizar los 14 conductores correspondientes a 7 ramales, hacia la caja de conexión de grupo, que se encuentra situada al Este de la cubierta. Al final de cada ramal se coloca una caja de conexión de ramales con el fin de introducir en la canaleta los cuatro cables correspondientes a los dos ramales del mismo color a cada lado de la canalización.

A cada caja de conexión de grupo llegan 14 conductores activos y salen dos conductores activos pertenecientes al tramo 2

Los datos de partida para el cálculo de la sección del conductor para éste tramo son:

- L= 41m. Es la distancia entre la caja de conexión de grupo y el ramal más alejado de ésta.
- I_{cc}= 5,48. Es la corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico.
- u= 0.015*14 paneles*36,45V=7,65V. Siendo ésta cantidad el 1,5% (por tratarse de corriente continua) de la máxima tensión que se puede producir en un ramal que está formado por 14 paneles en serie cuya tensión en el punto de seguimiento de máxima potencia del generador es de 36,45V.

Criterio de máxima caída de tensión admisible.

La corriente que circula por éste tramo es continua, de manera que la sección mínima que deben tener los conductores la calculamos con la Ecuación 60.

$$s_C = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC(STC)}}{u \cdot K} = \frac{2 \cdot 41m \cdot 5{,}48\text{A}}{7{,}65V \cdot 56 \frac{m}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 1{,}05\text{mm}^2$$

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

Criterio de máxima corriente admisible.

Esta corriente se obtiene cuando la temperatura es máxima en la instalación, con lo que, según la Tabla 35, deberemos escoger un factor de corrección de temperatura de 0,91 A.

Para el criterio de cálculo, se estimará que el factor de corriente máxima sea 1,3 veces el valor de la máxima corriente que puede circular por el conductor. Por tanto:

$$I_{max.adm.} = \frac{1{,}3 \cdot I_{CC(STC)}}{F_{\theta a}} = \frac{1{,}3 \cdot 5{,}48\text{A}}{0{,}91} = 7{,}78\text{A}$$

Según el ITC-BT-19 del REBT, Norma emitida por el Ministerio De Ciencia y Tecnología, en el apartado 2.2.3, en la tabla correspondiente a Intensidades admisibles máximas en Amperios para servicio permanente utilizando cables al aire y a una temperatura ambiente de 40º C, obtenemos que, para la sección de 1,5mm^2 y el

aislamiento elegido (dos cables unipolares de PVC), le corresponde una intensidad máxima con un valor de 15A.

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 emprotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared[3]					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre[4] Distancia a la pared no inferior a 0.3D[5]						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[5]							3x PVC			3x XLPE o EPR[1]	
G		Cables unipolares separados mínimo D[5]									3x PVC[1]		3x XLPE o EPR
		mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		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

1) A partir de 25 mm² de sección.
2) Incluyendo canales para instalaciones -canaletas- y conductos de sección no circular.
3) O en bandeja no perforada.
4) O en bandeja perforada.
5) D es el diámetro del cable.

Tabla 36: Intensidades máximas admisibles en Amperios para conductores al aire con temperatura ambiente de 40ºC y distintos métodos de instalación, agrupamientos y tipos de cables.
Fuente: REBT

Vemos que el valor de la intensidad máxima permitida por la Norma para un conductor de cobre de 1,5 mm^2 de sección, es superior a la Intensidad máxima admisible de la instalación cuando ésta se encuentra sometida a la temperatura máxima (15A>7,78A).

En consecuencia, podemos afirmar que **la sección de los conductores utilizados para el tramo 1 será de 1,5mm^2.**

2.9.1.2.2 **Tramo 2.** Caja de conexión de grupo-Caja de conexión de generador.

Está comprendido entre la caja de conexión de grupo y la caja de conexión de generador, que se encuentra ubicada en el interior de la nave.

Por éste tramo viajarán 7 conductores, de los que seis de ellos serán activos (dos de cada caja de conexión de grupo) y transportarán toda la potencia que la batería de generadores suministra, siendo el séptimo conductor el de protección, el cual se calculará más adelante en el apartado 2.9.2.1 (secciones mínimas del conductor de protección).

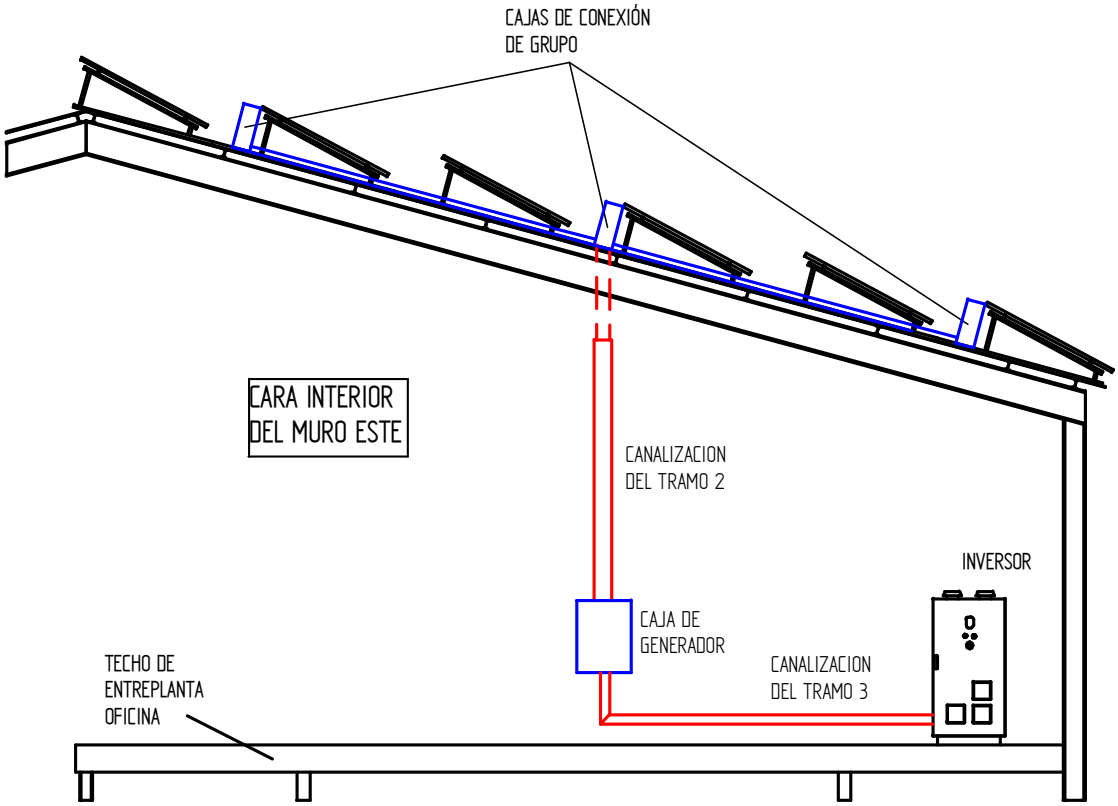


Figura 98: Representación de la caja de generador solar fotovoltaico y los tramos 2 y 3 de la instalación.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Los datos de partida para el cálculo de la sección del conductor para éste tramo son:

- L= 10m. Es la distancia entre la caja de conexión de grupo más alejada y la caja de conexión de generador.

- I_{cc}= 5,48*7= 38,36A. Es la corriente de cortocircuito correspondiente a la salida de cada caja de conexión de grupo que se corresponde con la corriente de cortocircuito de cada ramal multiplicada por el número de ramales que entran en la caja de conexión de grupo.
- u= 0.015*14 paneles*36,45V=7,65V. Siendo ésta cantidad el 1,5% (por tratarse de corriente continua) de la máxima tensión que se puede producir en un ramal que está formado por 14 paneles en serie cuya tensión en el punto de seguimiento de máxima potencia del generador es de 36,45V.

Criterio de máxima caída de tensión admisible.

La corriente que circula por éste tramo es continua, de manera que la sección mínima que deben tener los conductores la calculamos con la Ecuación 60.

$$s_C = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC(STC)}}{u \cdot K} = \frac{2 \cdot 10m \cdot 38{,}36\text{A}}{7{,}65V \cdot 56 \frac{m}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 1{,}79\text{mm}^2$$

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

Criterio de máxima corriente admisible.

Esta corriente se obtiene cuando la temperatura es máxima en la instalación, con lo que, según la Tabla 35, deberemos escoger un factor de corrección de temperatura de 0,91 A.

Para el criterio de cálculo, se estimará que el factor de corriente máxima sea 1,3 veces el valor de la máxima corriente que puede circular por el conductor. Por tanto:

$$I_{max.adm.} = \frac{1{,}3 \cdot I_{CC(STC)}}{F_{\theta a}} = \frac{1{,}3 \cdot 38{,}36\text{A}}{0{,}91} = 54{,}8\text{A}$$

Atendiendo a la anterior Tabla 36, obtenemos que, para la sección de 2,5 mm^2 y el aislamiento elegido (dos cables unipolares de PVC), le corresponde una intensidad máxima con un valor de 21A.

Vemos que el valor de la intensidad máxima permitida por la Norma para un conductor de cobre de 2,5 mm^2 de sección, es muy inferior a la Intensidad máxima admisible de la instalación cuando ésta se encuentra sometida a la temperatura máxima (21A<54,8A) lo que significa que nos vemos obligados a escoger de la Tabla 36 la sección de cable que nos permita que la intensidad de corriente que lo atraviesa sea superior a la calculada mediante el criterio de máxima corriente admisible de 54,8A. Esto es, una sección de cable de 16mm^2 que permite que circule una intensidad máxima por la línea de 66A.

En consecuencia, podemos afirmar que **la sección de los conductores utilizados para el tramo 2 será de 16mm^2.**

2.9.1.2.3 **Tramo 3.** Caja de conexión de generador-Inversor.

Está comprendido entre la caja de conexión de generador fotovoltaico y el inversor, encontrándose ambos en el interior de la nave y a muy poca distancia entre ellos (Ver

Figura 98).

Por éste tramo viajarán tres conductores, de los que dos de ellos serán activos y transportarán toda la potencia que la batería de generadores suministra, siendo el tercer conductor el de protección, el cual se calculará en el apartado 2.9.2.1 (secciones mínimas del conductor de protección).

Los datos de partida para el cálculo de la sección del conductor para éste tramo son:

- L= 5,5m. Es la distancia entre el inversor y la caja de conexión de generador.
- I_{cc}= 5,48*21= 115,08A. Es la corriente de cortocircuito correspondiente a la salida de la batería de generadores y que se corresponde con la corriente de cortocircuito de cada ramal multiplicada por el número de ramales.
- u= 0.015*14 paneles*36,45V=7,65V. Siendo ésta cantidad el 1,5% (por tratarse de corriente continua) de la máxima tensión que se puede producir en un ramal que está formado por 14 paneles en serie cuya tensión en el punto de seguimiento de máxima potencia del generador es de 36,45V.

Criterio de máxima caída de tensión admisible.

La corriente que circula por éste tramo es continua, de manera que la sección mínima que deben tener los conductores la calculamos con la Ecuación 60.

$$s_C = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC(STC)}}{u \cdot K} = \frac{2 \cdot 5{,}5m \cdot 115{,}08\text{A}}{7{,}65V \cdot 56\frac{m}{\Omega \cdot \text{mm}^2}} = 2{,}95\text{mm}^2$$

La sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 4 mm^2.

Criterio de máxima corriente admisible.

Esta corriente se obtiene cuando la temperatura es máxima en la instalación, con lo que, según la Tabla 35, deberemos escoger un factor de corrección de temperatura de 0,91 A.

Para el criterio de cálculo, se estimará que el factor de corriente máxima sea 1,3 veces el valor de la máxima corriente que puede circular por el conductor. Por tanto:

$$I_{max.adm.} = \frac{1{,}3 \cdot I_{CC(STC)}}{F_{\theta a}} = \frac{1{,}3 \cdot 115{,}08\text{A}}{0{,}91} = 164{,}4\text{A}$$

Atendiendo a la anterior Tabla 36, obtenemos que, para la sección de 4 mm^2 y el aislamiento elegido (dos cables unipolares de PVC), le corresponde una intensidad máxima con un valor de 27A.

Vemos que el valor de la intensidad máxima permitida por la Norma para un conductor de cobre de 4 mm^2 de sección, es muy inferior a la Intensidad máxima admisible de la instalación cuando ésta se encuentra sometida a la temperatura máxima (27A<164,4A) lo que significa que nos vemos obligados a escoger de la Tabla 36 la sección de cable que nos permita que la intensidad de corriente que lo atraviesa sea superior a la calculada mediante el criterio de máxima corriente admisible de 164,4A. Esto es, una sección de cable de 95mm^2 que nos permite una intensidad máxima por la línea de 194A.

En consecuencia, podemos afirmar que **la sección de los conductores utilizados para el tramo 3 será de 95mm^2.**

2.9.1.2.4 **Tramo 4.** Inversor-Armario principal de corriente alterna.

Es el tramo que une el inversor y el armario principal de acometida de la nave que contiene las protecciones principales del circuito trifásico y se encuentra ubicada en la parte interior del muro Oeste de la nave.

El cableado de éste tramo se va a realizar por una bandeja aérea de metal que se encuentra por el interior del muro Sur y Oeste de la nave, a 9 metros del suelo con el fin de evitar el puente grúa. La bajada de los conductores del tramo tres desde la bandeja de metal hasta el cuadro principal de acometida se va a realizar por una canaleta de PVC capaz de albergar los tres conductores de fase más el de protección.

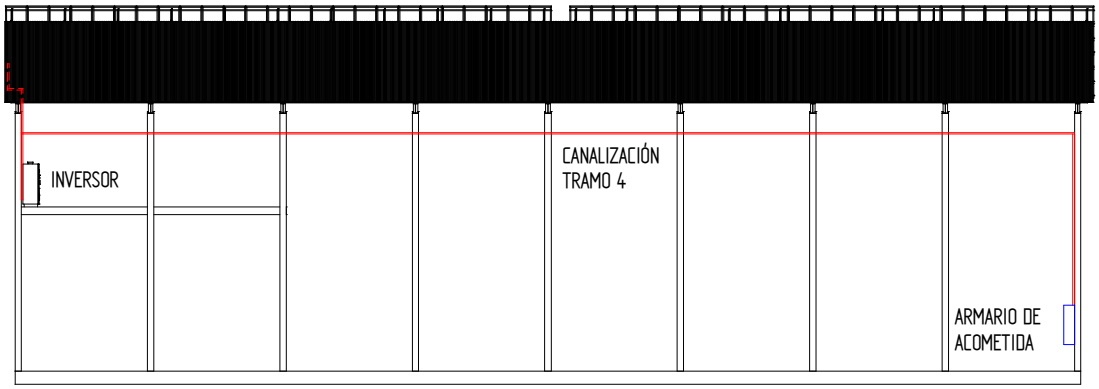


Figura 99: Representación del tramo 4 de la instalación, desde el inversor hasta el armario principal de acometida, vista desde la cara Norte de la nave.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Los datos de partida para el cálculo de la sección del conductor para éste tramo son:

- L= 60m. Es la distancia entre el inversor y el armario de protección de c.a.
- P= 51,6kW. Es la potencia máxima que entrega el inversor a la salida.
- u= 0.02*400=8V. Siendo ésta cantidad el 2% (por tratarse de corriente alterna) de la tensión de línea de la red trifásica. A la salida del inversor existirá una tensión alterna constante de 400V, valor al cual se inyectará a la red de baja tensión.
- U_L= 400V. Es la tensión nominal de línea de la red.-

Criterio de máxima caída de tensión admisible.

La corriente que circula por éste tramo es alterna, de manera que la sección mínima que deben tener los conductores la calculamos mediante la Ecuación 61.

$$s_a = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot \mathrm{I_{inv}} \cdot \cos\varphi}{u \cdot \mathrm{K}} = \frac{L \cdot \mathrm{P}}{u \cdot \mathrm{K} \cdot \mathrm{U_L}} = \frac{60m \cdot 51600\mathrm{W}}{8V \cdot 56\frac{m}{\Omega \cdot \mathrm{mm}^2} \cdot 400\mathrm{V}} = 17{,}28\mathrm{mm}^2$$

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

Criterio de máxima corriente admisible.

La corriente que circulará desde el inversor hasta el punto de conexión a la red de baja tensión vendrá dado por la potencia máxima que el inversor puede entregar a la red, que es de 51600W y la tensión a la cual se realizará la conexión, 400V, teniendo en cuenta que según el P.C.T. del IDAE, el factor de potencia proporcionado por las instalaciones solares fotovoltaicas debe ser igual a la unidad:

$$\mathrm{I} = \frac{\mathrm{P}}{\sqrt{3} \cdot \mathrm{U_L} \cdot \cos\varphi} = \frac{51600\mathrm{W}}{\sqrt{3} \cdot 400\mathrm{V}} = 74{,}48\mathrm{A}$$

Esta corriente se obtiene cuando la temperatura es máxima en la instalación, con lo que, según la Tabla 35, deberemos escoger un factor de corrección de temperatura de 0,91 A.

Para el criterio de cálculo, se estimará que el factor de corriente máxima sea 1,3 veces el valor de la máxima corriente que puede circular por el conductor. Por tanto:

$$I_{max.adm.} = \frac{1{,}3 \cdot \mathrm{I}}{F_{\theta a}} = \frac{1{,}3 \cdot 74{,}48\mathrm{A}}{0{,}91} = 106{,}4\mathrm{A}$$

Ahora bien, según la Norma perteneciente al ITC-BT-07 del REBT, en la tabla 12 del apartado 3.1.4.1, el valor de corriente máxima admisible por una terna de cables unipolares con conductores de cobre de tipo 0,6/1KV de 25mm^2 de sección con aislamiento de PVC en instalación al aire en galerías ventiladas y con una temperatura ambiente máxima de 40ºC es de 96A.

En dicha tabla vemos que el valor de la intensidad máxima permitida por la Norma para un conductor de cobre de 25 mm^2 de sección, es inferior a la Intensidad máxima admisible de la instalación cuando ésta se encuentra sometida a la temperatura máxima (96A<106,4A), lo que nos obliga a escoger una sección de cable que nos permita que la

intensidad de corriente que lo atraviesa sea superior a la calculada mediante el criterio de máxima corriente admisible de 106,4A. Esto es, una sección de cable de 35mm^2 que nos garantiza una intensidad máxima por la línea de 115A a una temperatura ambiente de 40ºC.

Sección nominal [mm^2]	Tres cables unipolares (1)			1 cable trifásico		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	46	45	38	44	43	-
10	64	62	53	61	60	36
16	86	83	71	82	80	50
25	120	115	96	110	105	65
35	145	140	115	135	130	87
50	180	175	145	165	160	105
70	230	225	185	210	220	130
95	285	280	235	260	250	165
120	335	325	275	300	290	205
150	385	375	315	350	335	240
185	450	449	365	400	385	275
240	535	515	435	475	460	315
300	615	595	500	545	520	370
400	720	700	585	645	610	425
500	825	800	665	-	-	495
630	950	915	765	-	-	-

Temperatura del aire 40ºC.
Un cable trifásico al aire o un conjunto (terna) de cables unipolares en contacto mutuo.
Disposición que permita una eficaz renovación del aire.
(1) Incluye el conductor neutro, si existiese.

Tabla 37: Intensidades máximas admisibles en Amperios en servicio permanente para cables con conductores de cobre en instalación al aire en galerías ventiladas (temperatura ambiente 40ºC).
Fuente: REBT

En consecuencia, podemos afirmar que **la sección de los conductores utilizados para el tramo 4 será de 35mm^2.**

2.9.2 Dimensionado del cableado de protección.

Todo circuito debe incluir el conductor de protección, ya que el mismo provee la conexión a tierra de todas las masas de la instalación.

Los mismos conducen las corrientes de falla de aislación, entre un conductor de fase y una masa, a través del neutro.

El conductor PE es conectado a otro conductor PE o al borne principal de tierra de la instalación, y este a los electrodos de tierra a través del conductor de tierra.

Los conductores de protección deben ser aislados e identificados con los colores verde/amarillo y deben estar protegidos contra daños mecánicos y químicos.

Como conductores de protección pueden utilizarse:

- Conductores aislados formando parte de cables multipolares;
- Conductores aislados agrupados con otros cables;
- Conductores aislados separados.

No se permite usar como conductores de protección, elementos conductores extraños, como por ejemplo:

- cañerías de agua;
- cañerías que contengas gases o líquidos inflamables;
- Soportes de canalizaciones.

El conductor PE no debe incluir ningún medio de desconexión, asegurando la continuidad del circuito de protección.

Las partes conductoras que se conectan al conductor PE, no deben quedar conectadas en serie con dicho conductor.

La instalación de puesta a tierra estará instalada según lo dispuesto en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y en el RD 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

Según el REBT, cuando la instalación receptora esté conectada a una red de distribución pública que tenga el neutro puesto a tierra, el esquema de conexión será el TT (En una conexión del tipo TT, las masas de la instalación están conectadas a una toma de tierra separada de la toma de tierra de la alimentación) y se conectarán las masas de la instalación y receptoras a una tierra necesaria independiente de la del neutro de la red de distribución pública.

También será necesario que exista un punto de alimentación, generalmente el neutro, que esté conectado a la tierra y las masas de la instalación receptora fotovoltaica estén conectadas a una toma de tierra separada de la toma de tierra de la alimentación.

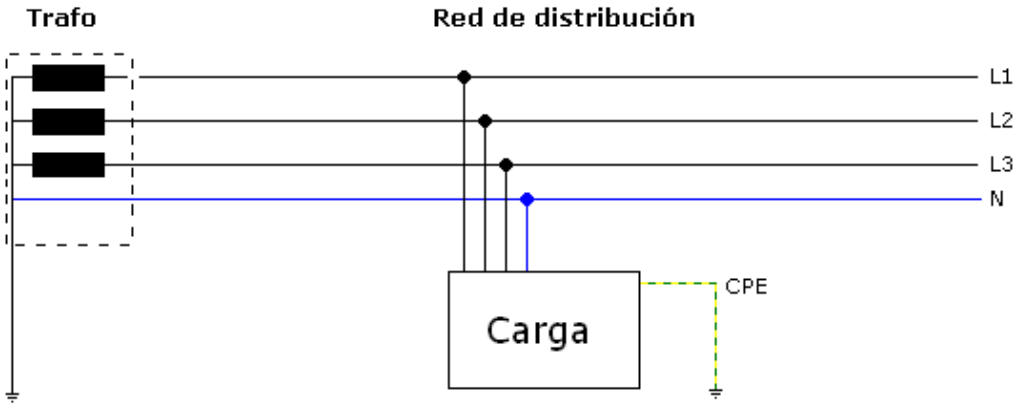


Figura 100: Esquema de conexión a tierra tipo TT.
Fuente: REBT

En resumen cuando hablamos de conexión a tierra nos referimos a una ligazón metálica directa, sin dispositivo de protección, de sección suficiente, entre determinados elementos de la instalación (masas), y uno o un grupo de electrodos enterrados en el suelo.

2.9.2.1 Secciones mínimas del conductor de protección

La sección de los conductores de protección será la indicada en la tabla 2 del ITC-BT-18 del REBT, o se obtendrá por cálculo conforme a lo indicado en la Norma UNE 20460-5-54 apartado 543.1.1

En todos los casos, los conductores eléctricos que no forman parte de la canalización de alimentación serán de cobre con una sección mínima de:

- Para conductores de protección con protección mecánica: 2,5 mm²
- Para conductores sin protección mecánica: 4 mm².
- En los demás casos se utilizan los valores de la Tabla 38.

Sección de los conductores de fase de la instalación (S) [mm²]	**Sección mínima de los conductores de protección (Sp) [mm²]**
$S \leq 16$	Sp=S
$16 < S \leq 35$	Sp=16
$S > 35$	Sp=S/2

Tabla 38: Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase según la tabla 2 del ITC-BT-18 del REBT.
Fuente: REBT

Si la aplicación de la tabla conduce a valores no normalizados, se utilizan los conductores que tengan la sección normalizada mayor más próxima.

Los valores de la tabla anterior solo son válidos en el caso de que los conductores de protección hayan sido fabricados del mismo material que los conductores activos; de no ser así, las secciones de los conductores de protección se determinarán de forma que presenten una conductividad equivalente a la que resulta de aplicar la tabla.

Cuando el conductor de protección sea común a varios circuitos, la sección de ese conductor debe dimensionarse en función de la mayor sección de los conductores de fase.

Cuando por aplicación de la tabla anterior, la sección del conductor de protección pueda ser inferior a la de los conductores de fase, se recomienda verificar que por aplicación del método de cálculo indicado en la norma UNE 20460-5-54 no resulta una sección mayor

Éste método de cálculo establece que la sección debe ser, como mínimo igual a la determinada por la fórmula siguiente:

$$S = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{k}$$

Ecuación 62: Sección de cálculo para conductores de protección cuando por aplicación de la tabla 2 del ITC-BT-18, la sección del conductor de protección es inferior a la de los conductores de fase.

Donde:

S: es la sección del conductor en mm².
I: es el valor eficaz en Amperios de la corriente de defecto a tierra que puede circular por el conductor de protección,
t: es el tiempo de funcionamiento del dispositivo de corte, en segundos
k: es un factor que depende del tipo de material del conductor de protección, del tipo de aislamiento y de las temperaturas inicial y final.

Esta expresión es aplicable para tiempos de desconexión que no excedan los 5s.

En las Tablas siguientes se dan los valores de k para las situaciones de instalación y materiales usuales.

Aislamiento del conductor	**Temperatura [ºC]**		**Material del conductor**
			Cobre
	Inicial	**Final**	**Valores de k**
PVC 70ºC (S≤300 mm²)	30	160	143
PVC 70 ºC (S>300 mm²)	50	140	133
EPR o XLPE 90 ºC	30	260	176

Tabla 39: Valores de k para los conductores de protección aislados que no forman parte de cables multipolares o no agrupados con otros cables.
Fuente: REBT.

Aislamiento del conductor	**Temperatura [ºC]**		**Material del conductor**
			Cobre
	Inicial	**Final**	**Valores de k**
PVC 70ºC (S≤300 mm²)	70	160	115
PVC 70 ºC (S>300 mm²)	70	140	103
EPR o XLPE 90 ºC	90	250	143

Tabla 40: Valores de k para los conductores de protección que forman parte de un cable multipolar o agrupados con otros cables o conductores aislados.
Fuente: REBT.

Si la aplicación de la fórmula conduce a valores no normalizados, se utilizan los conductores que tengan la sección normalizada mayor más próxima.

A continuación se presenta una tabla en la que se calcula la sección del conductor de protección de cada tramo para cada criterio de cálculo expuesto.

TRAMO	INTENSIDAD [A]	SECCIÓN CONDUCTOR DE FASE [mm^2]	SECCION CONDUCTOR DE PROTECCION [mm^2]	
			Según ITC-BT-18	Según Norma UNE 20460-5-54
1	15	1,5	2,5	0,02
2	66	16	16	0,1
3	194	95	50	0,3
4	115	35	16	0,18

Tabla 41: Valores de cálculo para la sección del conductor de protección según ITC-BT-18 del REBT y según Norma UNE 20-460.5.54 apartado543.1.1.
Fuente: REBT.

Para obtener los valores correspondientes a la Norma UNE 20460-5-54 se ha utilizado la Ecuación 62, tomando un valor de k= 143 por tratarse de conductores de protección aislados que no forman parte de cables multipolares, tal como se puede ver en la **Tabla 40**, y un valor de t= 0,05s puesto que los diferenciales existentes en la instalación tienen un tiempo de corte de 50ms.

Los valores correspondientes al ITC-BT-18 se obtienen a partir de la **Tabla 38** exceptuando el del tramo 1 que se obtiene de aplicar la Norma que dice que los conductores de protección con protección mecánica tendrán una sección mínima de 2,5mm^2 independientemente del conductor de fase que lleven.

La sección correspondiente al tramo 3 según el ITC-BT 18 sería: S/2= 95/2= 47,5 pero como no es una medida comercial se utiliza la inmediatamente superior que aparece en la Tabla 36.

Como puede verse en la tabla anterior, los valores más restrictivos de sección para el conductor de protección son los correspondientes a la ITC-BT-18 y serán éstos los que utilizaremos.

2.10 APARALLAJE Y MATERIAL ELECTRICO.[4]

Las instalaciones generadoras de energía fotovoltaica están provistas de paneles solares que captan la energía del Sol, transformándola en corriente eléctrica (corriente continua).

Cada panel individual genera una tensión baja entre 30 y 50 Vcc, por lo que se instalan en serie para sumar sus tensiones formando grupos de paneles, llamados strings, para que la tensión de salida alcance un rango de tensiones entre 500 y 700 Vcc.

Esta tensión de salida (tensión de circuito abierto) es constante y sólo disminuye o desaparece al disminuir de forma notable la irradiación solar (los paneles siempre están generando energía en corriente continua mientras reciban luz solar.

La intensidad de salida que genera cada panel oscila entre 4 y 7 Amperios, en función de la irradiación solar que recibe. Para conseguir intensidades más elevadas, los grupos de paneles (strings) se agrupan conexionándolos en paralelo (suma de intensidades), logrando rangos de intensidad que pueden llegar a alcanzar los 250-300 A.

Debido a las dimensiones de las instalaciones (tamaño de los paneles, distancias entre grupos, etc.), es necesario disponer de una solución segura, que facilite la conexión de los paneles en la parte de corriente continua. Los paneles tienen elementos que los protegen de los fallos propios (diodos by-pass) pero también hay que aportar elementos de protección para el resto aguas abajo de los paneles.

Para poder conectar la instalación fotovoltaica a la red en condiciones adecuadas de seguridad, tanto para personas como para los distintos componentes que la configuran, así como para poder garantizar una correcta explotación en cuanto al uso para el que ha sido diseñada y sus correspondientes labores de mantenimiento, ha de dotarse a ésta de las protecciones, elementos de maniobra y de medida necesarios.

Las Normas IEC 60364-7-712 y UNE 2060412-7-712 se aplican en los sistemas de alimentación fotovoltaica determinando las necesidades de seccionamiento y protección de dichas instalaciones.

Los elementos necesarios para llevar a cabo las funciones descritas se clasifican, por grupos, de la siguiente manera:

- Aparamenta de seguridad y protección
- Aparamenta de maniobra
- Aparamenta de medida
- Armarios de protección y conexión.

2.10.1 Aparamenta de seguridad y protección

Para proporcionar seguridad, tanto de los equipos que forman la instalación como del personal encargado de su mantenimiento, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección que aseguren una correcta explotación de la instalación.

A la hora de diseñar correctamente una instalación fotovoltaica conectada a red ha de garantizarse, por un lado, la seguridad de las persona, tanto usuarios como operarios de la red, y por otro, que el normal funcionamiento del sistema fotovoltaico no afecte a la operación ni a la integridad de otros equipos y sistemas conectados a dicha red.

La conexión a la red de la instalación fotovoltaica será trifásica en baja tensión. Para realizar dicha conexión se cumplirán las consideraciones técnicas referentes a protecciones y seguridad de acuerdo a la normativa vigente reflejada en el Real Decreto 1663/2000.

La instalación fotovoltaica dispondrá de las siguientes medidas de seguridad y protecciones:

- El contacto con tensiones superiores a 100 VDC, como es el caso, puede resultar fatal para las personas, por lo que los elementos activos de una instalación deben ser inaccesibles. El consecuente **aislamiento** se logra utilizando cables de doble aislamiento y utilizando cajas de conexión debidamente protegidas y que no permitan al acceso a su interior.
- La instalación debe disponer de una **separación galvánica** entre la red de distribución de la compañía y la instalación fotovoltaica por medio de un transformador de seguridad que cumpla la Norma UNE 60742. Esta protección la proporciona el inversor.
- **Fusibles seccionables**: su misión principal es proteger las distintas ramas de la batería de generadores frente a sobreintensidades así como aislar una rama del resto del generador para facilitar labores de mantenimiento. Se colocará un fusible por string o serie de paneles en el cuadro de conexiones.
- **Protección contra sobretensiones, o descargador**: Es un dispositivo que limita las sobretensiones y dispersa las ondas de corriente a la tierra para reducir la fuerza de la sobretensión y hacerla segura para las instalaciones y los equipos eléctricos. Están compuestos básicamente por vías de chispas y/o varistores que pueden utilizarse conjuntamente o por separado. Suelen ir dispuestos en línea o en paralelo.
- **Interruptor automático magnetotérmico para continua:** Interruptor omnipolar automático que tendrá la función de proteger la batería de generadores contra sobreintensidades.
- **Controlador permanente 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) hacia tierra o entre ellos.
- **Interruptor automático de AC**: O interruptor magnetotérmico omnipolar con intensidad de cortocircuito de acuerdo a las indicaciones de la empresa distribuidora. Éste interruptor será accesible a la compañía en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual. Así mismo, éste interruptor deberá poder ser bloqueado por la compañía a fin de garantizar la desconexión de la instalación fotovoltaica en caso necesario.
- **Interruptor automático diferencial**: cuya principal función será la protección frente a contactos indirectos en la instalación de corriente alterna, aunque

también actúa como límite de las tensiones de contacto en las partes metálicas en caso de falta de aislamiento en los conductores activos.

Éstas protecciones, una vez comprobadas, deben quedar precintadas por la compañía distribuidora y, por su parte, el rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica, será automático una vez restablecida la tensión de la compañía distribuidora.

Algunas de éstas protecciones no es necesario instalarlas en el exterior del inversor, como las protecciones de frecuencia y tensión, por estar integradas dentro de éste pero deberán ser ratificadas por el titular aportando las certificaciones correspondientes especificadas en el artículo 11 apartado 7 del Real Decreto 1663/2000.

Al igual que para el cálculo del cableado de la instalación, el cálculo de las protecciones se realizará independientemente para cada uno de los circuitos que forman la instalación, diferenciando entre tramos de corriente continua y de corriente alterna, ya que las protecciones deberán ser distintas para cada tramo dependiendo de la naturaleza continua o alterna de la corriente 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:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1{,}45 \cdot I_Z$$

Donde:

$\mathbf{I_B}$: es la corriente de empleo o de utilización.
$\mathbf{I_N}$: es la corriente nominal del dispositivo de protección.
$\mathbf{I_Z}$: es la corriente máxima admisible por la línea del elemento a proteger.
$\mathbf{I_2}$: es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección. (fusión de los fusibles o disparo de los interruptores automáticos).

En la protección por magnetotérmico normalizado se cumple, siempre, la segunda condición porque $I_2 = 1{,}45*I_N$ por lo que sólo se debe verificar la primera condición.

En la protección por fusible tipo gG, (protección contra cortocircuitos y sobrecargas de uso general) se cumple que $I_2 = 1{,}6*I_N$ por lo que deben verificarse las dos condiciones de la Norma.

Para el dimensionado de los fusibles en corriente continua, utilizados para la protección de sistemas de energía solar fotovoltaica nos basaremos en la nueva Norma UNE-EN 60269-6, que es la versión oficial en Español de la Norma Europea EN 60269-6:2011 y que a su vez adopta las Normas Internacionales IEC 60269-6:2010 tal y como se indica en el siguiente esquema.

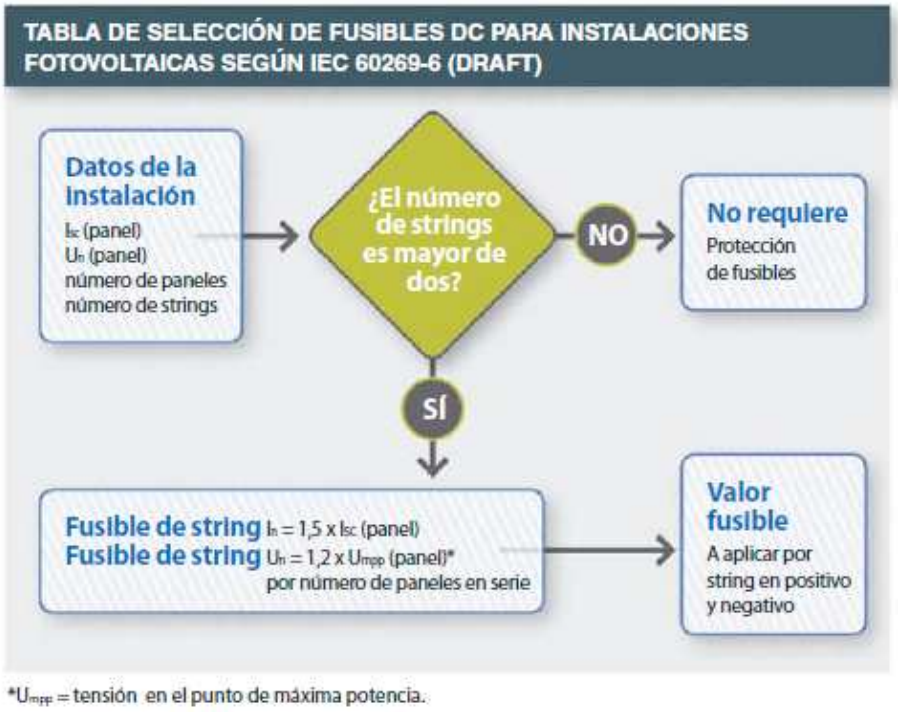


Figura 101: Esquema de selección de fusibles DC para instalaciones fotovoltaicas.
Fuente: CATÁLOGO TELERGÓN FV.

A continuación se procede a la descripción y el dimensionado de los elementos de protección para la instalación fotovoltaica.

2.10.1.1 Elementos fusibles para los tramos de continua.

En nuestro caso, los tramos pertenecientes a la parte de potencia continua son el tramo 1, que se encuentra comprendido entre los módulos FV y la caja de conexión de grupo (caja de conexiones de nivel 1) y el tramo 2, comprendido entre la caja de conexión de grupo y la caja de conexión del generador (caja de conexiones de nivel 2).

Los fusibles serán los encargados de provocar la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación.

Tramo 1:

Se colocarán dos fusibles por string o serie de paneles en el cuadro de conexiones de nivel 1 colocado en cada pasillo y que albergará las conexiones de 7 ramas de 14 módulos conectados en serie por cada ramal. Cada ramal poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa

Según la anterior figura, el tamaño de fusible necesario para la protección de cada string será:

$$I_N = 1{,}5 \cdot I_{sc}$$

Ecuación 63: Cálculo de la intensidad nominal de un fusible para corriente continua.

$$U_N = 1{,}2 \cdot U_{mpp} \cdot N_s$$

Ecuación 64: Cálculo de la tensión nominal de un fusible para corriente continua

Donde:

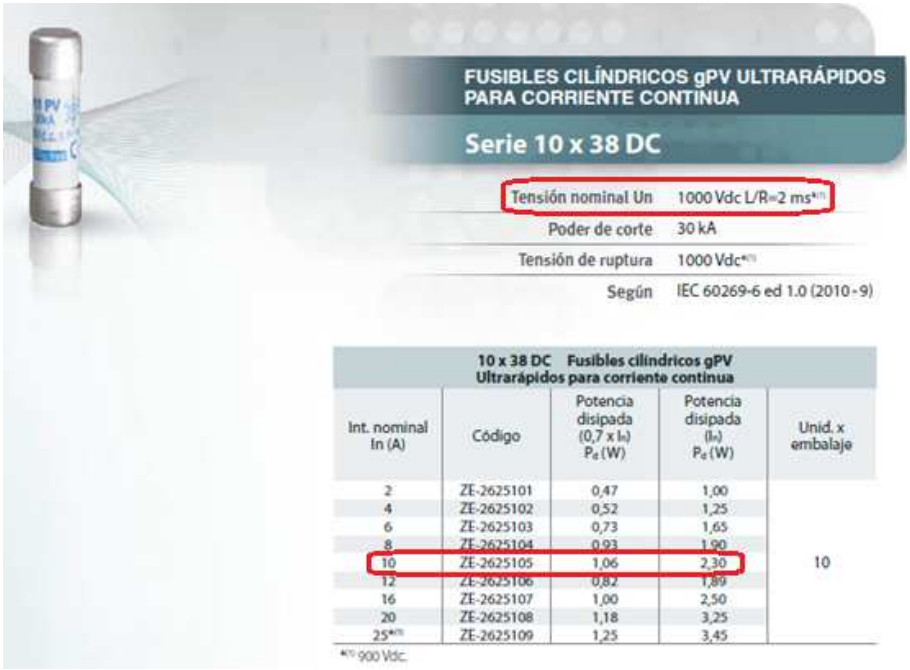
I_N es la corriente nominal del fusible [A].
I_{sc} es la corriente de cortocircuito del panel I_{sc}=.5,48A
U_N es la tensión nominal del fusible [V].
U_{mpp} es la tensión del panel en el punto de máxima potencia Umpp=36,45V
N_s es el número de paneles en serie por String Ns= 14

$$I_N = 1{,}5 \cdot I_{sc} = 1{,}5 \cdot 5{,}48 = 8.22A$$

$$U_N = 1{,}2 \cdot U_{mpp} \cdot N_s = 1{,}2 \cdot 36{,}45 \cdot 14 = 359{,}54V$$

El fusible que debemos de seleccionar de entre los disponibles en el mercado deberá de tener una intensidad nominal inmediatamente superior a 8,22A y una tensión nominal superior a 359,54V.

En base a esto, escogemos un fusible con una **intensidad nominal de 10A y una tensión nominal de 1000VDC** de la serie de fusibles cilíndricos 10x38 DC extraídos de entre la gama de posibilidades que ofrece el fabricante de componentes para fotovoltaica Telergon



FUSIBLES CILÍNDRICOS gPV ULTRARÁPIDOS PARA CORRIENTE CONTINUA

Serie 10 x 38 DC

Tensión nominal Un	1000 Vdc L/R=2 ms*(1)
Poder de corte	30 kA
Tensión de ruptura	1000 Vdc*(1)
Según	IEC 60269-6 ed 1.0 (2010-9)

10 x 38 DC Fusibles cilíndricos gPV Ultrarápidos para corriente continua

Int. nominal In (A)	Código	Potencia disipada (0,7 x In) Pd (W)	Potencia disipada (In) Pd (W)	Unid. x embalaje
2	ZE-2625101	0,47	1,00	10
4	ZE-2625102	0,52	1,25	
6	ZE-2625103	0,73	1,65	
8	ZE-2625104	0,93	1,90	
10	ZE-2625105	1,06	2,30	
12	ZE-2625106	0,82	1,89	
16	ZE-2625107	1,00	2,50	
20	ZE-2625108	1,18	3,25	
25*(1)	ZE-2625109	1,25	3,45	

*(1) 900 Vdc

Tabla 42: Tabla de selección de fusibles cilíndricos de la serie 10x38 DC para fotovoltaica de Telergon. Fuente: CATÁLOGO TELERGÓN

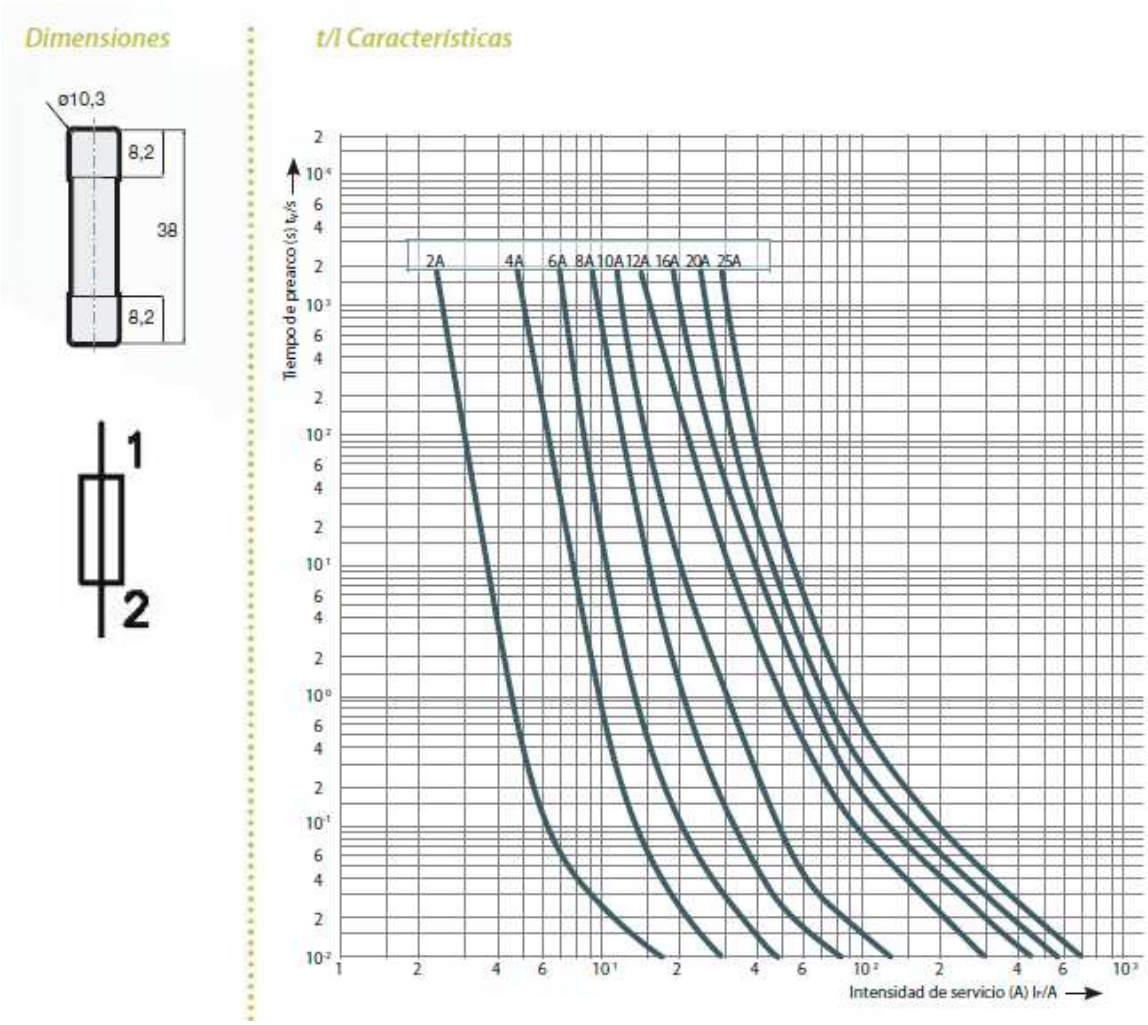


Figura 102: Curvas características, dimensiones y símbolo normalizado de fusibles cilíndricos 10x38mm.
Fuente: CATÁLOGO TELERGÓN

Si realizamos el mismo cálculo siguiendo las recomendaciones de la Norma ITC-BT-22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, para fusibles de corriente alterna, podemos comprobar que obtenemos el mismo resultado.

La sección de conductor que forma éste tramo de la instalación es de 1,5 mm^2, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán (ver apartado 2.9.1.2.1):

$$I_B = I_{mpp} = 5{,}08A$$

$$I_Z = I_{\max\_adm.} = 15A \cdot 0{,}91 = 13{,}65A$$

Por tanto, para que se cumpla la primera condición, la corriente nominal del fusible deberá cumplir:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$5{,}08A \leq I_N \leq 13{,}65A$$

De la tabla de fusibles comerciales, escogemos, I_n = 10A y comprobamos la segunda condición en la que se calculará la corriente convencional de fusión del fusible comprobando si la corriente nominal escogida es correcta o por el contrario se debe de recalcular.

$$I_2 \leq 1{,}45 \cdot I_Z$$

$$1{,}6 \cdot I_N \leq 1{,}45 \cdot I_Z \Rightarrow 1{,}6 \cdot 10A \leq 1{,}45 \cdot 13{,}65A \Rightarrow 16A \leq 19{,}79A \Rightarrow CUMPLE$$

Una vez comprobado que con un fusible de 10A de intensidad nominal se cumple con la normativa, escogemos éste para utilizarlo como protección para cada ramal de la instalación, uno para cada polo del ramal, por lo que necesitaremos 21x2= **42 fusibles de 10A del tipo gPV.**

Tramo 2:

Se colocarán un par de fusible por cada 7 ramales conectados en paralelo a la salida del cuadro de conexiones de nivel 1 que se encuentra situado entre pasillos alternativos. Así pues, cada grupo, de 7 ramales conectados en paralelo, poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa

Según la Figura 101, el tamaño de fusible necesario para la protección de cada string será:

$$I_N = 1{,}5 \cdot I_{sc} = 1{,}5 \cdot 5{,}48 \cdot 7 = 57{,}54A$$

$$U_N = 1{,}2 \cdot U_{mpp} \cdot N_s = 1{,}2 \cdot 36{,}45 \cdot 14 = 359{,}54V$$

El fusible que debemos de seleccionar de entre los disponibles en el mercado deberá de tener una intensidad nominal inmediatamente superior a 57,54A y una tensión nominal superior a 359,54V. En base a esto, escogeríamos un fusible con una intensidad nominal de 63A y una tensión nominal de 750VDC de entre la gama de fusibles de la serie NH 750 del fabricante de componentes para fotovoltaica Telergon

A continuación comprobamos si obtenemos el mismo resultado siguiendo las recomendaciones de la Norma ITC-BT-22 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, para fusibles de corriente alterna.

La sección de conductor que forma éste tramo de la instalación es de 16 mm^2, por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán (ver apartado 2.9.1.2.2):

$$I_B = I_{mpp} = 5{,}08 \cdot 7 = 35{,}56A$$

$$I_Z = I_{\max\_adm.} = 66A \cdot 0{,}91 = 60{,}06A$$

Por tanto, para que se cumpla la primera condición, la corriente nominal del fusible deberá cumplir:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$35{,}56A \leq I_N \leq 60{,}06A$$

Comprobamos la segunda condición en la que se calculará la corriente convencional de fusión del fusible.

$$I_2 \leq 1{,}45 \cdot I_Z \Rightarrow 1{,}6 \cdot I_N \leq 1{,}45 \cdot I_Z \Rightarrow \ I_N \leq \frac{1{,}45 \cdot I_Z}{1{,}6} \Rightarrow$$

$$I_N \leq \frac{1{,}45 \cdot 60{,}06A}{1{,}6} \Rightarrow I_N \leq 54{,}43A$$

Según éste último método de cálculo para fusibles en alterna, el fusible comercial existente en el mercado y que cumpla la condición calculada sería de I_N= 50A, mientras que según el criterio de cálculo para fusibles de continua el valor obtenido es de 63A.

Para decantarnos por uno o por otro vamos a tener en cuenta que la máxima intensidad calculada que puede circular por la línea con seguridad es de 60,06A, de manera que si ponemos un fusible de 63A ponemos en peligro la seguridad del cableado de éste tramo.

Por otro lado, si decidimos poner un fusible de 50A, la máxima corriente calculada que puede circular por éste tramo, según el criterio de máxima corriente admisible calculada en el apartado 2.9.1.2.2, es de 54,8A y correríamos el riesgo de que se fundiera periódicamente. Sin embargo, si tenemos en cuenta que dicha corriente máxima admisible se daría en las peores condiciones posibles (cuando la temperatura ambiente es máxima y los paneles se encuentran en cortocircuito) y dando por hecho de que ésta situación no se producirá con frecuencia, **nos decantaremos por instalar 6 fusibles de 50A del tipo NH0** gPV, uno para cada polo de los tres grupos de 7 ramales conectados en paralelo del tramo 2 y , de ésta forma, estar más del lado de la seguridad.

NH DC Fusibles NH 750 Vdc para corriente continua

Int. nominal In (A)	Código NH 0 DC	Código NH 1C DC	Potencia disipada (W)	Unid. x embalaje
32	ZE-4110308	ZE-4110300	7,6	3
40	ZE-4110310	ZE-4110301	8,8	
50	ZE-4110311	ZE-4110302	11	
63	ZE-4110312	ZE-4110303	13,5	
80	ZE-4110313	ZE-4110304	17	
100	ZE-4110314	ZE-4110305	21	
125	ZE-4110315	ZE-4110306	25,2	
160	ZE-4110316	ZE-4110307	31,2	

Tabla 43: Tabla de selección de fusibles de guillotina de la serie NH 750 DC para fotovoltaica.
Fuente: CATÁLOGO TELERGÓN

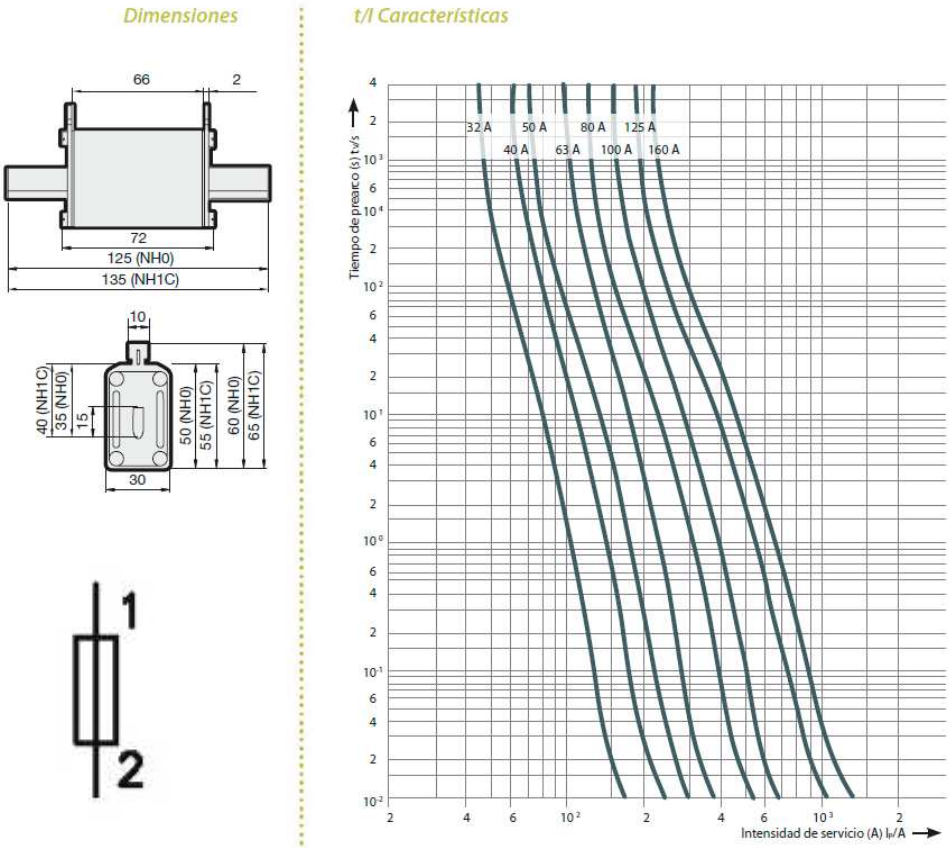


Figura 103: Curvas características, dimensiones y símbolo normalizado de fusibles de guillotina serie NH 750 DC.
Fuente: CATÁLOGO TELERGÓN

2.10.1.2 Elementos fusibles para el tramo de alterna.

El tramo correspondiente a la parte de potencia alterna es el tramo 4 que va desde el inversor hasta el armario principal de acometida de la nave.

La sección de conductor que forma éste tramo de la instalación es de 35 mm^2 a la que le corresponde una intensidad máxima circulando a su través de Iz=115*0,91=104,65A por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán (ver capitulo 2.9.1.2.4):

$$I_B = 74{,}48$$

$$I_Z = 104{,}65A$$

Para que se cumpla la primera condición, la corriente nominal del fusible deberá cumplir:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$74{,}48A \leq I_N \leq 104{,}65A$$

Comprobamos la segunda condición en la que se calculará la corriente convencional de fusión del fusible.

$$I_2 \leq 1{,}45 \cdot I_Z \Rightarrow 1{,}6 \cdot I_N \leq 1{,}45 \cdot I_Z \Rightarrow \ I_N \leq \frac{1{,}45 \cdot I_Z}{1{,}6} \Rightarrow$$

$$I_N \leq \frac{1{,}45 \cdot 104{,}65A}{1{,}6} \Rightarrow I_N \leq 94{,}84A$$

Para que se cumplan las dos condiciones descritas, de la tabla de fusibles comerciales que proporciona el fabricante Maresa deberíamos escoger los fusibles de calibre 80A, pero como más adelante, en el apartado de elección del magnetotérmico para el tramo de alterna (apartado 2.10.1.6), se explica **escogeremos los fusibles cilíndricos de tipo gl-gG modelo ZR2 con I_N = 100A.**

Tipo gl-gG

	Modelo	Referencia	Intensidad nominal (A)	Tensión nominal (Vac)	Capacidad de ruptura (kA)	Tamaño
	ZR00	420501	1	400	20	8,5 x 31,5
		420502	2	400	20	
		420504	4	400	20	
		420506	6	400	20	
		420508	8	400	20	
		420510	10	400	20	
		420512	12	400	20	
		420516	16	400	20	
		420520	20	400	20	
		420525	25	400	20	
	ZR0	420001	1	500	120	10 x 38
		420002	2	500	120	
		420004	4	500	120	
		420006	6	500	120	
		420008	8	500	120	
		420010	10	500	120	
		420012	12	500	120	
		420016	16	500	120	
		420020	20	500	120	
		420025	25	500	120	
		420032	32	400	120	
	ZR1	421001	1	690	80	14 x 51
		421002	2	690	80	
		421004	4	690	80	
		421006	6	690	80	
		421008	8	690	80	
		421010	10	690	80	
		421012	12	690	80	
		421016	16	690	80	
		421020	20	690	80	
		421025	25	690	80	
		421032	32	500	120	
		421040	40	500	120	
		421050	50	400	120	
	ZR2	422004	4	690	80	22 x 58
		422006	6	690	80	
		422008	8	690	80	
		422010	10	690	80	
		422012	12	690	80	
		422016	16	690	80	
		422020	20	690	80	
		422025	25	690	80	
		422032	32	690	80	
		422040	40	690	80	
		422050	50	690	80	
		422063	63	690	80	
		422080	80	500	120	
		422000	100	500	120	
		422015	125	400	120	

Tabla 44: Tabla de características para fusibles cilíndricos, tipo gL-gG para BT, de la marca Maresa.
Fuente: CATÁLOGO MARESA

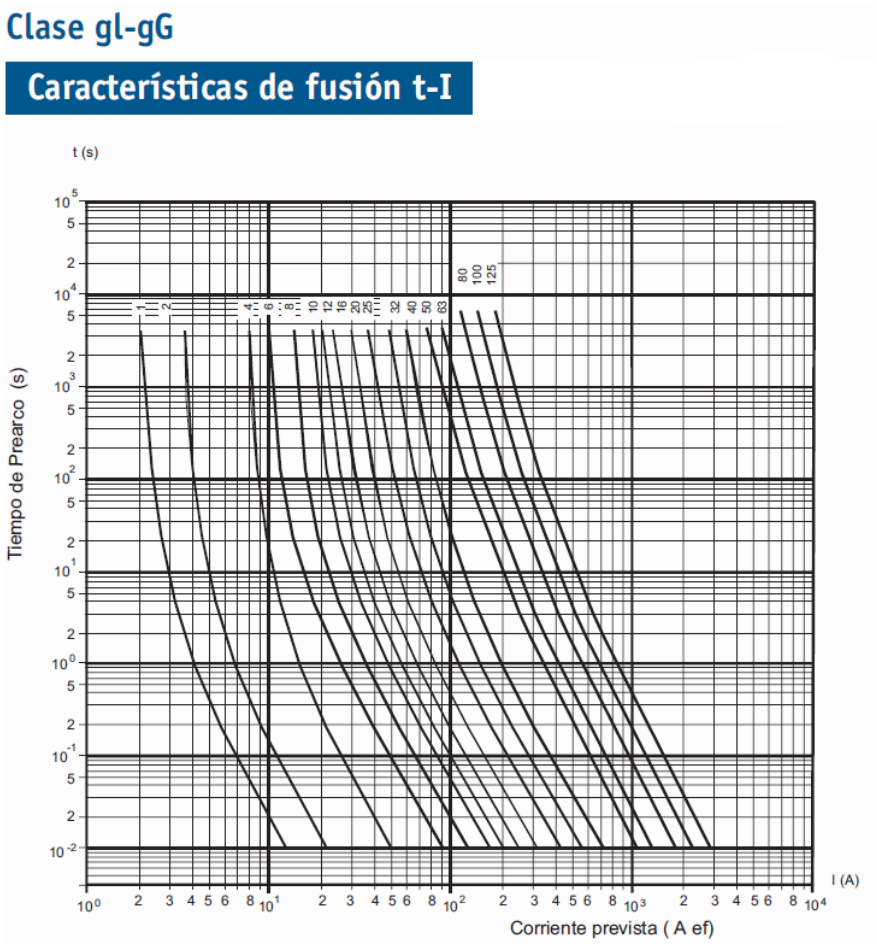


Figura 104: Curva de características de fusión t-I para fusibles cilíndricos, tipo gL-gG para BT.
Fuente: CATÁLOGO MARESA

2.10.1.3 Protección contra sobretensiones.

Al instalar dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) en sistemas fotovoltaicos cabe tener en cuenta varias características especiales, ya que, a diferencia del uso en circuitos AC, los sistemas fotovoltaicos constituyen una fuente de tensión DC con sus características específicas.

El diseño del sistema debe considerar estas características y adecuar la instalación del DPS en consecuencia. Por ejemplo, las especificaciones de los DPS para sistemas FV deben diseñarse tanto para soportar la tensión sin carga máxima del generador solar (VOC_{STC} = tensión en circuito abierto en condiciones normales), como para asegurar la máxima disponibilidad y seguridad del sistema.

Desde junio de 2006 es aplicable la parte 712 de la norma **DIN VDE 0100** relativa a la instalación de sistemas fotovoltaicos. Se trata de una norma europea armonizada, es decir un documento HD, cuyo periodo transitorio de aplicación finalizó el primero de marzo de 2008, de modo que actualmente ya es vigente y debe aplicarse.

Dicha norma incluye información acerca de los dispositivos de protección contra sobretensiones y pararrayos. **Se recomienda la protección contra los picos de tensión, aunque explícitamente no se obliga a ello.**

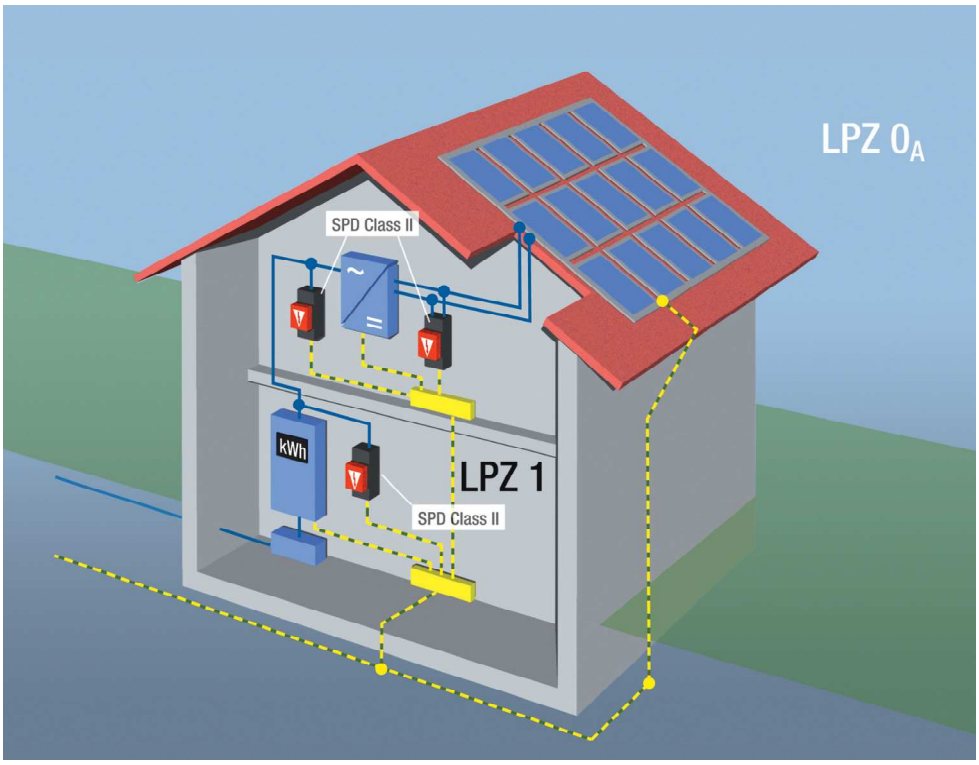


Figura 105: Diagrama esquemático de la Norma DIN VDE.0100-712.
Fuente: MANUAL WEIDMULLER

Existen dos tipos principales de dispositivos de protección contra sobretensiones que se utilizan para eliminar o limitar las sobretensiones producidas por los fenómenos atmosféricos:

- **Dispositivos de protección principales:** Su finalidad es proteger las instalaciones contra las caídas directas de rayos, atrapando la corriente del rayo y dirigiéndola hasta tierra. Su principio de funcionamiento se basa en un área de protección que es más alta que el resto de equipos a proteger. El ejemplo típico es el pararrayos.
- **Dispositivos de protección secundarios:** Son aparatos que tratan de limitar las sobretensiones transitorias y dispersa las ondas de corriente a tierra para reducir la fuerza de sobretensión y hacerla segura para las instalaciones y equipos eléctricos y electrónicos.

La probabilidad de que un rayo caiga directamente sobre la cubierta se puede calcular a partir de dimensiones de la nave, información de los alrededores así como del número de días de tormenta en la zona. En condiciones normales la ubicación de la instalación fotovoltaica no aumenta el peligro de impacto de rayos en el edificio.

Por otro lado, la construcción de una instalación fotovoltaica en un edificio ya existente no obliga a ningún dispositivo adicional de protección contra rayos. y cada impacto de

rayo origina unos efectos indirectos en sus alrededores que afecta a un radio de 1 Km. aproximadamente.

En consecuencia, la probabilidad de que un rayo afecte indirectamente a la nave es por tanto mucho mayor a que se produzca un impacto directo de un rayo sobre ella.

Para nuestra instalación **escogeremos los dispositivos de protección secundarios**, ya que, en condiciones normales, la ubicación de la instalación fotovoltaica en un edificio ya existente no aumenta el peligro de impacto de rayos en la cubierta y por lo tanto no obliga a ningún dispositivo adicional de protección principal contra rayos.

Los dispositivos de protección secundarios contra sobretensiones deben de instalarse como complemento para las descargas de los picos de tensión originados por la caída de rayo en las cercanías de la instalación fotovoltaica y/o para las sobretensiones originadas por el impacto directo sobre un dispositivo de protección principal que ya esté instalado; en éste último caso se conocen como descargadores de corriente de rayo. Es importante tener en cuenta que la selección de los descargadores de sobretensión y/o descargadores de corriente de rayo es diferente así como su instalación.

Estos dispositivos son capaces de garantizar la protección sobre tensiones de origen atmosférico y otras que se produzcan en la instalación como conmutaciones en alta, inducciones, etc. Pueden ser descargadores a gas, varistores de óxido de cinc, diodos supresores, descargadores de arco o combinaciones de las anteriores, etc.

Según la Norma EN 61643-11 existen tres tipos de protectores de sobretensiones de nominados de tipo 1, tipo 2 y tipo 3 (antes B, C y D) y cuyos parámetros más significativos son:

	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Capacidad de absorción de energía	Muy alta-alta	Media-alta	Baja
Rapidez de respuesta	Baja-media	Media-alta	Muy alta
Origen de la sobretensión	Impacto directo de rayo	Sobretensiones de origen atmosférico y conmutaciones, conducidas o inducidas	

Tabla 45: Parámetros más significativos de los tipos de protectores de sobretensión.
Fuente: MANUAL DE PROTECCION SOBRETENSIONES SCHNEIDER

- **Tipo 1**: Protección basta. Son descargadores diseñados para dar protección frente a descargas directas de rayo. Se instalan lo más cerca posible de la acometida en BT. Este tipo de descargador no se utilizará en ésta instalación al no ocupar mucho terreno y no precisar de un pararrayos por tratarse de una zona de bajo riesgo de impacto directo de un rayo.

- **Tipo 2**: Protección media. Son descargadores destinados a la protección de instalaciones y equipos frente a sobretensiones originadas por descargas de rayo indirectas que se producen a una determinada distancia de la instalación fotovoltaica induciendo sobre ella un sobretensión. También protegen de conmutaciones en alta, inducciones, etc. Se instalan en los cuadros de distribución.
- **Tipo 3**: Protección fina. Son descargadores de sobretensiones para protección específica de equipos finales. Se instalan lo más cerca posible del equipo a proteger.

Según la Norma IEC 61643-1, el Tipo 1, Tipo 2 y Tipo 3, corresponderían con la Clase I, Clase II y Clase III respectivamente.

En referencia a la tabla anterior, tenemos que tener presente que para la protección en el caso de impactos directos necesitaremos al menos un dispositivo de protección de tipo I en el lado de continua a la salida de la batería de generadores, mientras que en el lado de alterna podrán ser de tipo II ó de tipo I+II. En el caso de que necesitemos proteger contra la caída del rayo de forma indirecta seleccionaremos descargadores del tipo II.

Para las características de nuestra instalación, **el tipo de dispositivo escogido será del Tipo II**, debido a la ausencia de pararrayos en el edificio puesto que cada impacto de rayo origina unos efectos indirectos en sus alrededores que afecta a un radio de 1 Km. aproximadamente, por lo que la probabilidad de que un rayo afecte indirectamente a la nave es por tanto mucho mayor a que se produzca un impacto directo de un rayo sobre ella.

Ni que decir tiene que no son los mismos dispositivos los que se utilizan para el lado de continua que para el de alterna, por lo que llegados a éste punto, es necesario siempre consultar con el fabricante de la marca que vayamos a instalar o el catálogo que tengamos disponible para su elección en DC o AC.

Como normas generales, las características para la selección del dispositivo de protección se determinarán según los siguientes criterios:

- Uc: Tensión máxima de servicio permanente; es el valor máximo de la tensión eficaz o continua que se puede aplicar de manera continua para el modo de protección de un limitador o la máxima tensión para la cual el descargador no derivará corriente a tierra. En el lado de continua, deberá seleccionarse de manera que no permita el paso de la corriente cuando la tensión es inferior a la tensión existente en la línea cuando los módulos se encuentran a circuito abierto Se recomienda que:

$$U_c > 1{,}4 \cdot U_{oc}$$

$$U_c > 1{,}4 \cdot 44.88 \frac{V}{modulo} \cdot 14 \frac{modulos}{string} \Rightarrow U_c > 880V$$

En el lado de alterna, a la salida del inversor existirá una tensión alterna constante de 400V, valor al cual se inyectará a la red de baja tensión.

$$U_c > 400V$$

- **U_p:** Nivel de protección en tensión; es el parámetro que caracteriza el funcionamiento del limitador para la limitación de la tensión entre sus bornes cuando es atravesado por la intensidad nominal y que se escoge de entre la lista de valores predefinidos. Este valor debe ser superior al más elevado obtenido por la medida de la tensión de limitación. Los valores más comunes para una red de 230/400V son: 1KV-1,2 KV-1,5 KV-1,8 KV-2 KV-2,5 KV.
- **I_n:** Corriente nominal de descarga; es el valor de cresta de una corriente de forma de onda 8/20µs que circula por el interior del limitador. Es el valor de la corriente que el descargador puede descargar 20 veces sin dañarse. Deberá ser mayor o igual a 5 KA hasta 15 KA en onda normalizada de 8/20 µs o I_{max} mayor o igual a 10 KA hasta 40 KA en función del nivel de protección del tipo II deseado.
- **I_{max}**: Corriente máxima de descarga para el ensayo de clase II; valor de cresta de la corriente de forma de onda 8/20 µs que circula por el interior del limitador, y de amplitud conforme a la secuencia de ensayo de funcionamiento para la clase II. Es la máxima intensidad que el descargador puede descargar en una ocasión sin dañarse.

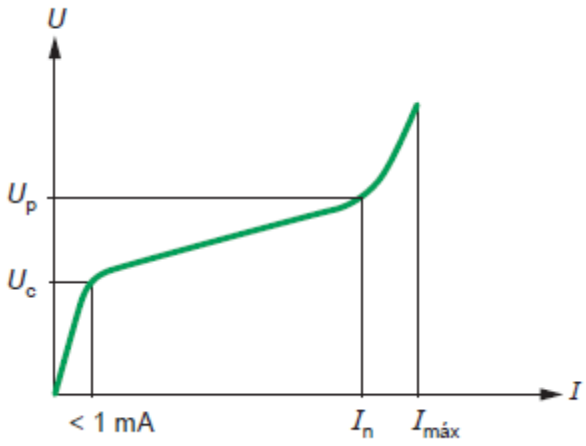


Figura 106: Curva característica de un limitador de sobretensión.
Fuente: MANUAL DE PROTECCION SOBRETENSIONES SCHNEIDER

Es importante tener en cuenta que los diodos de bloqueo y by-pass que se coloquen en la instalación deberán ser compatibles en polarización inversa con el dispositivo de protección, con el objeto de que no se destruyan en caso de sobretensión, es decir, deberán de soportar una tensión de polarización inversa mayor que la tensión Up de protección del dispositivo limitador tensión escogido.

Los dispositivos de protección en el lado de continua se colocarán junto a la salida de la batería de generadores, en la caja de conexión DC por ejemplo, y antes del regulador del inversor, siempre y cuando la longitud entre la batería de generadores y el inversor sea superior a 10 m. En el caso de que ésta distancia sea inferior,. se pueden omitir los dispositivos de protección de sobretensiones a la salida de la batería de generadores.

Teniendo en cuenta todas las consideraciones anteriores los tipos de protección y las características que deberán tener nuestros dispositivos de protección contra sobretensiones serán:

Para el lado de continua, el limitador de sobretensión escogido es el PRD 40r 1000DC de la marca SCHNEIDER, cuyas características y diagrama interno se enumeran a continuación.

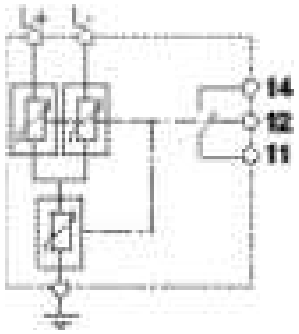


Figura 107: Limitador de sobretensión para continua Schneider PRD 40r 1000DC.
Fuente: CATÁLOGO SCHNEIDER

I_{max} [KA]	I_n [KA]	U_p [KV DC]			U_n [V DC]	U_c [V DC]			U_{oc_stc} [V DC]
		CM*		DM*		CM*		DM*	
		L+/T	L-/T	L+/L-		L+/T	L-/T	L+/L-	
40	15	3.9	3.9	3.9	1000	600	600	1230	1000

CM*: modo común de propagación de la sobretensión (entre fase y tierra o neutro y tierra)
DM*: modo diferencial de propagación de la sobretensión (entre fases)

Tabla 46: Tabla de características técnicas del limitador de sobretensión Schneider PRD 40r 1000DC.
Fuente: CATÁLOGO SCHNEIDER

El número total de aparatos de éste tipo a instalar en la parte de continua serán de 4. Tres de ellos irán en las tres cajas de conexión de grupo o de nivel 1 y la cuarta irá en la caja de conexión de generador o de nivel 2.

Para el lado de alterna, el limitador de sobretensión escogido es el PRD 15 de la marca MERLI GERIN, cuyas características y esquema de conexión se enumeran a continuación.

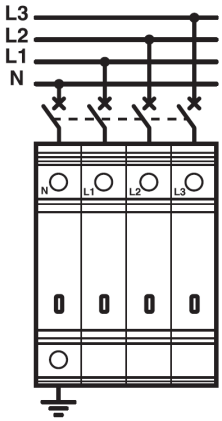


Figura 108: Limitador de sobretensión para alterna Merlin Gerin PRD-15
Fuente: CATÁLOGO MERLIN GERIN.

Tipo	U_n [V]	U_c [V]	U_p [KV]	I_n [KA]	I_{max} [KA]	Ref.
PRD 15	400	440/275	1,2	5	15	16574

Tabla 47: Tabla de características técnicas del limitador de sobretensión Merlin Gerin PRD 15.
Fuente: CATÁLOGO MERLIN GERIN.

Para más información se adjuntan catálogos de los dos modelos de limitador para sobretensiones en el apartado 7.2.

2.10.1.4 Interruptor automático magnetotérmico de corte en carga para DC.

El interruptor automático magnetotérmico es también un aparato mecánico de conexión capaz de establecer, soportar e interrumpir corrientes. Añade a esta función la de establecer, soportar durante tiempo determinado e interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas del circuito, tales como las de cortocircuito. Es decir, el interruptor automático combina la función de maniobra con la de protección. Como dispositivo de maniobra, actúa bajo tensión (en carga) y puede ser accionado directamente o bien a distancia, por medio de una bobina. Como dispositivo de protección, abre en caso de sobreintensidad por cortocircuito en la línea. Es capaz de cerrar sobre una línea en cortocircuito para abrir de forma inmediata, sin daño para el interruptor. Existen interruptores automáticos para circuitos de baja tensión, por ejemplo en las viviendas, y de alta tensión (> 1 kV).

Según las indicaciones en el Reglamento Electrotécnico De Baja Tensión y siguiendo las obligaciones y responsabilidades detalladas en el RD 1578/2008, es obligatoria la instalación de un interruptor de interconexión para la desconexión automática de la instalación fotovoltaica.

Por tal motivo, dicho interruptor, lo instalaremos en el cuadro de conexión del generador (cuadro de nivel 2) de manera que, si se produce una sobreintensidad en el lado de corriente continua, se efectué el disparo del magnetotérmico quedando aislada toda la parte de corriente continua de la instalación.

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 de lámina bimetálica y un electroimán. Normalmente no admiten disipadores indirectos.

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 anteriormente, según la Norma ITC BT 22, todo magnetotérmico y fusible debe cumplir los siguientes requisitos:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_2 \leq 1{,}45 \cdot I_Z$$

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 la línea del elemento a proteger.
I_2:es la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección. (fusión de los fusibles o disparo de los interruptores automáticos).

En la protección por magnetotérmico normalizado no es necesario comprobar la segunda condición, ya que I_2= 1,45*I_z y, por tanto, siempre se cumple.

La sección del conductor que forma éste tramo es la correspondiente al tramo 3 de la instalación y es de 95mm^2 por lo que los parámetros a utilizar serán:

$$I_B = 21\, ramales \cdot I_{mpp\_mod.} = 21 \cdot 5{,}08A = 106{,}68A$$

$$I_Z = I_{\max\ \_adm.} = 164{,}4A \cdot 0{,}91 = 149{,}6A$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo, la corriente nominal del magnetotérmico será:

$$\mathrm{I_B} \leq \mathrm{I_N} \leq \mathrm{I_Z} \Rightarrow 106{,}68 \leq \mathrm{I_N} \leq 149{,}6$$

Las intensidades nominales más comunes de los magnetotérmicos existentes en el mercado son las siguientes:

1,5-3-3,5-5-7,5-10-15-20-25-30-35-40-45-50-63-80-100-**125**-160-200-250-300-320-400-500.

De entre la amplia oferta de interruptores existente en el mercado escogemos el interruptor de la marca CHINT serie NM6. Se trata de un interruptor termomagnético de caja moldeada (ya que no existen interruptores termomagnéticos modulados de intensidad tan elevada).

Figura 109: Interruptor automático en caja moldeada CHINT de la serie NM6.
Fuente: CATÁLOGO CHINT.

El modelo de interruptor termomagnético escogido es el NM6-160 de cuatro polos y una intensidad nominal máxima de 160A disponiendo de regulación térmica ajustable (desde 12,5 hasta 160A) y magnética fija. El relé de protección es del tipo electromecánico y están fabricados de conformidad a las Normas IEC-60947-2 e IEC-60947-4.

CHINT
MATERIAL ELÉCTRICO

INTERRUPTORES AUTOMATICOS EN CAJA MOLDEADA
Serie: NM6 - 125~1600A
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Tipo		NM6-125			NM6-160			NM6-250			NM6-400		
Corriente Nominal		125A			160A			250A			400A		
Número de polos		3, 4(*)			3, 4(*)			3, 4(*)			3, 4(*)		
Regulaciones térmicas (Amperios)		10, 12.5, 16, 20, 25, 32, 40, 50 63, 80, 100, 125A			12.5, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160A			100, 125, 160 200, 250A			200, 250, 315, 350, 400A		
Relé de protección		Electromecánico			Electromecánico			Electromecánico			Electromecánico		
Tensión de aislamiento		500Vca			750Vca			750Vca			750Vca		
Tensión de servicio	CA 50/60Hz	415Vca			690Vca			690Vca			690Vca		
	CC	250Vcc (1 Polo) - 500Vcc (2 Polos en serie)											
Capacidad de corte		S	H	R	S	H	R	S	H	R	S	H	R
(kA rms) Icu	415Vca	25	35	50	35	50	65	50	65	85	50	65	85
	690Vca	-	-	-	6	8	10	8	10	15	10	20	25
(kA rms) Ics	415Vca	12,5	17,5	25	25	37,5	50	37,5	50	60	37,5	50	60
	690Vca	-	-	-	3	4	5	4	5	7,5	5	10	12,5
Endurancia (maniobras) *(man./hora)*	en carga	3.000			3.000			2.000			1.000		
		120			*120*			*120*			*60*		
	sin carga	7.000			7.000			6.000			4.000		
		120			*120*			*120*			*60*		
Polos		3	4		3	4		3	4		3	4	
Dimensiones (mm)	Alto	120			120			170			254		
	Ancho	78	103		90	120		105	140		140	184	
	Fondo	70			70			105			105		
Peso (Kg)		1.2	1.6		1.5	1.8		3.10	3.85		5.7	7.2	

Tabla 48: Cuadro de selección de interruptor magnetotérmico de la marca Chint serie NM6.
Fuente: CATÁLOGO CHINT.

Aunque, por intensidad nominal, sería suficiente con optar por el modelo NM6-125 lo desechamos por tener una tensión de aislamiento insuficiente (500Vca) inferior a la tensión máxima que se puede producir en la línea que es de 628,32V.

La interrupción de corrientes presenta mayores problemas con redes en corriente continua que en alterna. En la corriente alterna existe un paso natural de la corriente por cero, en cada semiperiodo, 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.

La tensión de servicio para éste modelo magnetotérmico varía dependiendo del número de polos que se conecten en serie. Como la tensión máxima que se puede generar a la salida de la batería de generadores (en condiciones de circuito abierto y temperatura ambiente mínima) es de 695,66V (ver página 173) será necesario conectar tres polos en serie, para la polaridad positiva de la batería de generadores puesto que cada polo soporta una tensión de servicio de 250Vcc con lo que conectando los tres polos en serie podremos lograr una tensión de servicio de 750Vcc superando la tensión de servicio a la salida de la batería de generadores. El cuarto polo será para la conexión de la polaridad negativa una vez que se ha producido la conexión en carga de la polaridad positiva con total seguridad.

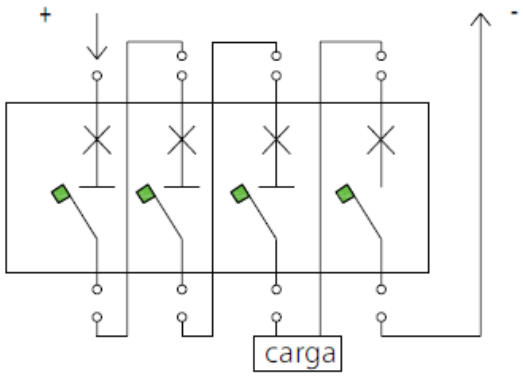


Figura 110: Esquema de conexión del magnetotérmico Chint NM6 de 4 polos para tensión de servicio de 750Vcc.
Fuente: CATÁLOGO CHINT.

Nota: Para más información se adjunta catálogo técnico en el apartado de anexos 7.2.

2.10.1.5 Controlador permanente de aislamiento.

El fallo de aislamiento, se define en las normas como el estado defectuoso de un aislamiento. Los fallos de aislamiento se originan, por ejemplo, como consecuencia de daños mecánicos, térmicos ó químicos en los aislamientos eléctricos, pero también la suciedad, la humedad o daños producidos por la flora o fauna pueden dañar el aislamiento en tal medida que, a través del lugar de fallo de aislamiento pueda fluir una corriente eléctrica de defecto. La cuantía de ésta corriente de defecto depende de la potencia de la fuente de corriente,. de la resistencia de toma de tierra y del fallo de aislamiento.

Esta corriente de defecto puede fluir entre conductores activos, que llevan corriente a través del fallo de aislamiento y/o a través de piezas conductoras hacia tierra. Si la corriente es suficientemente grande (solamente en caso de cortocircuito o derivación a tierra completa) se dispara el fusible de protección y se separa de la red la pieza de la instalación defectuosa. Si la corriente de defecto no es suficiente como para hacer que se active el fusible existe un grave riesgo de incendio si la potencia sobrepasa el valor de unos 60W en el lugar del fallo.

La Normativa que resulta aplicable respecto a la instalación de puesta a tierra corresponde al epígrafe 5.9 del PCT, el artículo 12 del RD 1663/2000 y la ITC-BT-18 del REBT.

En el caso de que la resistencia de aislamiento sea insuficiente traería las siguientes consecuencias:

- No se garantiza la protección en caso de contacto directo o indirecto.
- Las corrientes de fallo pueden ocasionar interrupciones del servicio.

- Las corrientes de cortocircuito y las corrientes de derivación a tierra pueden causar incendios y explosiones e incluso llegar a la destrucción de partes de la instalación.
- Los fallos de funcionamiento de los equipos eléctricos pueden llevar a peligros para las personas e interrupciones de la producción o la parada total de las instalaciones.
- Se pueden ocasionar elevados costes por interrupciones del proceso de producción por daños materiales o por lesiones de las personas y de los animales.

En los sistemas fotovoltaicos diseñados en configuración de tierra aislada IT, como es el caso, todos los conductores activos están separados de tierra. Por eso, en caso de un fallo de aislamiento, solamente puede fluir una corriente de error muy pequeña, determinada fundamentalmente por la capacidad de derivación de la red. El suministro de tensión se mantiene incluso en el caso de derivación a tierra unipolar directa.

Esta ventaja exige sin embargo, según el Reglamento de Baja Tensión una vigilancia permanente de aislamiento, para disponer de una alarma en caso de un primer fallo de aislamiento. Con ello podremos realizar las actuaciones adecuadas y evitar la aparición de un segundo fallo simultáneo, que suponga un elevado riesgo para las personas y la instalación.

El aparato de vigilancia de aislamiento se conecta entre los conductores activos y tierra, y superpone a la red una tensión de medida U_m. Al presentarse un fallo de aislamiento se cierra el circuito de medida entre la red y tierra a través del fallo de aislamiento RF, de manera que se ajusta una corriente de medida I_m proporcional al fallo de aislamiento. Esta corriente de medida genera en la resistencia de medida R_m una caída de tensión proporcional, que es evaluada por la electrónica del aparato. Si ésta caída de tensión sobrepasa un valor determinado, preajustado, que es equivalente a la caída de una determinada resistencia de aislamiento se produce una alarma.

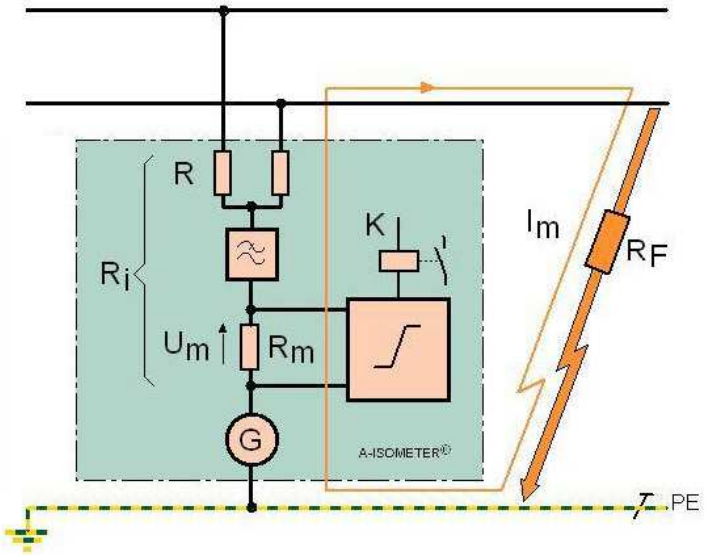


Figura 111: Esquema de funcionamiento de un controlador permanente de aislamiento (CPA).
Fuente: MANUAL SCHNEIDER

Las exigencias detalladas y concretas que se plantean al aparato de vigilancia del aislamiento se detallan en la Norma EN61557-8: 1997-10, según la cual los vigilantes de aislamiento, y en conformidad con su principio de medida prefijado, tienen que estar en situación de vigilar y detectar deterioros, tanto simétricos como asimétricos del aislamiento.

Observación: Hay un deterioro simétrico del aislamiento cuando la resistencia de aislamiento de todos los conductores de la red a vigilar se reduce a la misma medida aproximadamente. Un deterioro asimétrico del aislamiento tiene lugar cuando la resistencia de aislamiento, por ejemplo de un conductor, se deteriora considerablemente más que la de los demás conductores.

La máxima tensión de funcionamiento que se producirá en condiciones de circuito abierto cuando la temperatura ambiente sea mínima será de 628,32Vcc, por tanto, el vigilante de aislamiento elegido para la instalación es el modelo FAC3/800/C de la marca PROAT cuyo margen de tensión oscila entre 400 y 800Vcc.

Figura 112: Vigilante de aislamiento FAC3/C de la marca PROAT.
Fuente: CATÁLOGO PROAT

El vigilante de aislamiento FAC3/C detecta las faltas de aislamiento a tierra dando dos órdenes de salida, una instantánea y otra temporizada, a los elementos de maniobra de la instalación. La orden instantánea permite abrir la línea y la temporizada cortocircuitar la tensión de salida de los paneles, asegurando de ésta manera que la instalación queda sin tensión.

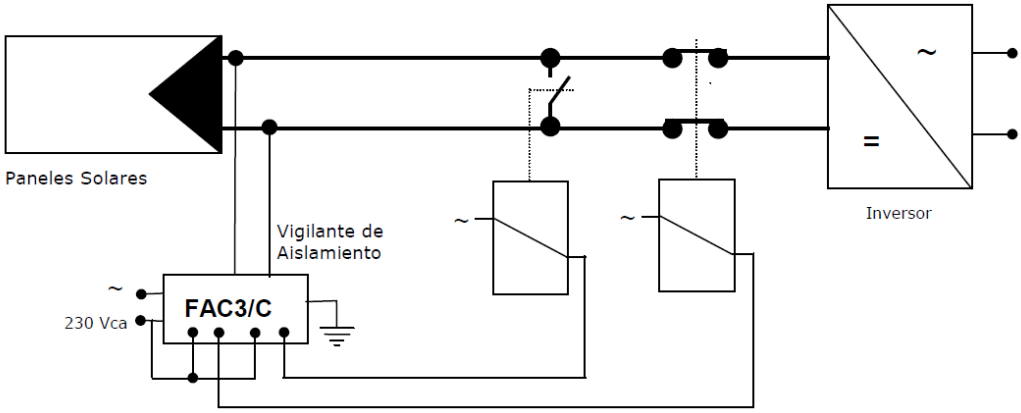


Figura 113: Esquema de conexión del vigilante de aislamiento y los elementos de maniobra de la instalación.
Fuente: CATÁLOGO PROAT

De lo dicho anteriormente se deduce que, para que se cumpla un control de aislamiento permanente, necesitaremos los elementos de maniobra que, comandados por el vigilante de aislamiento, posibilitan las aperturas y cierres de los contactos comentados anteriormente. Para ello hemos seleccionado el interruptor de corriente continua INFAC de la misma marca PROAT.

El INFAC es un interruptor automático de estado sólido capaz de soportar una tensión de corte de hasta 1000Vcc.que 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 de entrada a la salida (estado ON) y la otra 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 de uno al otro al recibir un pulso a través de la entrada de control correspondiente. El diodo D1 aísla la salida del cortocircuito de la entrada en el estado "corto".

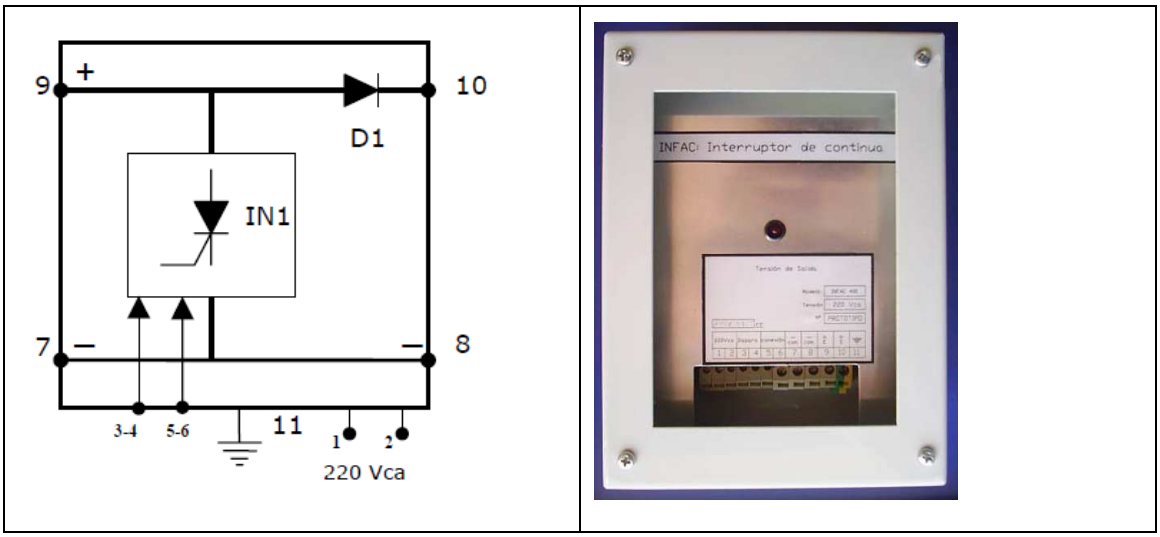


Figura 114: Interruptor de corriente continua INFAC y su esquema de conexión.
Fuente: CATÁLOGO PROAT

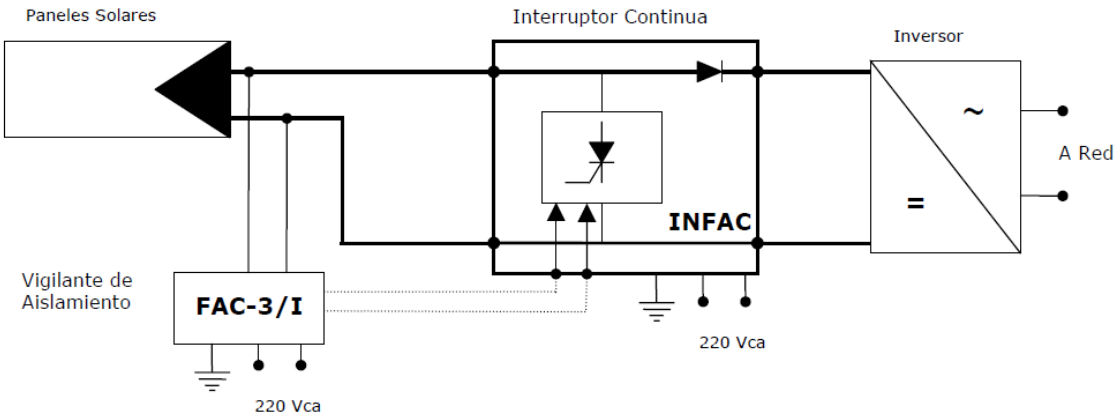


Figura 115: Esquema de conexión del vigilante de aislamiento FAC3/C y el interruptor de corriente continua INFAC en una instalación FV.
Fuente: CATÁLOGO PROAT

Nota: En el apartado de anexos 7.2, se adjuntan las hojas técnicas de ambos dispositivos de la marca PROAT para el control permanente de aislamiento, el vigilante de aislamiento FAC3/800/C y el interruptor de continua INFAC.

2.10.1.6 Bloque diferencial (Diferencial + Magnetotérmico)

Un bloque diferencial consta de protección diferencial para las personas proporcionado por un interruptor diferencial y un interruptor magnetotérmico para protección de la instalación. Este será el encargado de la protección de la parte de alterna de la instalación (tramo 4) comprendido desde el inversor hasta el embarrado general de acometida de la nave.

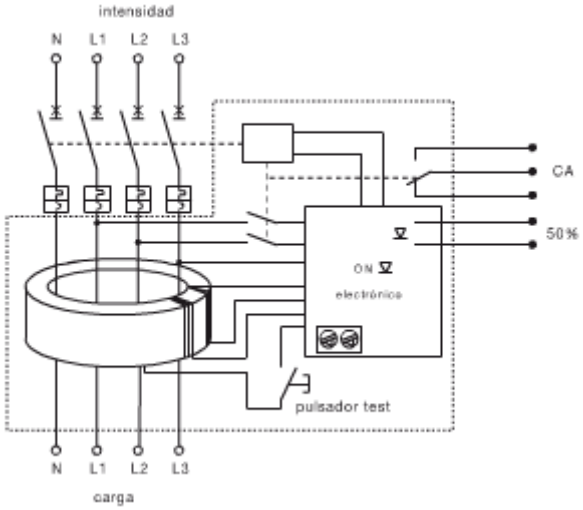


Figura 116: Esquema de funcionamiento del bloque diferencial.
Fuente: WIKIPEDIA

El interruptor automático magnetotérmico es capaz de interrumpir el paso de una corriente eléctrica cuando detecta un fallo por sobreintensidad o cortocircuito. A diferencia de un fusible, éste tipo de interruptores son rearmables y pueden volver a armarse una vez que se disparan.

En el caso de disparo por sobreintensidad, el interruptor magnetotérmico trabaja según el efecto Joule, según el cual, el interruptor identificará el paso de corriente mediante la alteración de la forma de un elemento bimetálico al cambio de su temperatura. A más temperatura mayor deformación del bimetálico.

En el caso del disparo por cortocircuito, la detección se basará en el uso de un electroimán que al detectar un paso excesivo de corriente moverá una parte móvil que disparará el interruptor y abrirá los contactos.

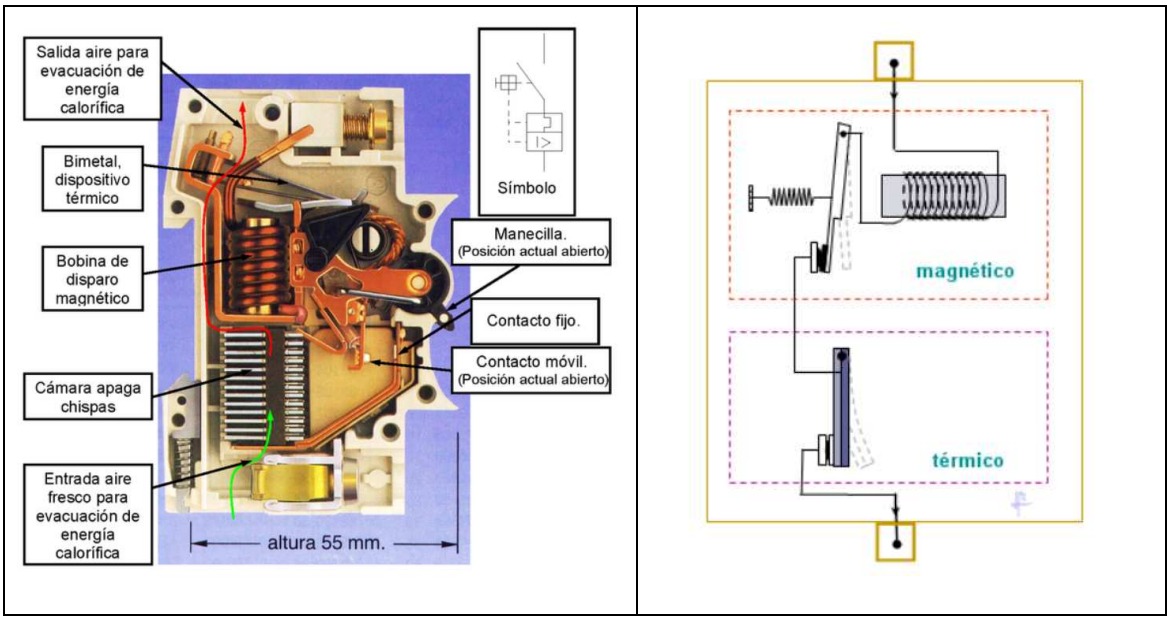


Figura 117: Partes de un magnetotérmico y esquema eléctrico.
Fuente: http://www.tuveras.com/aparamenta/magnetotermico.htm

Los valores de éstas protecciones en los interruptores automáticos pueden ser fijos o variables. En el caso de que sean fijos, la intensidad de disparo térmico I_n del interruptor fijará también el valor de la intensidad de sobrecarga y en lo que respecta a la intensidad de cortocircuito I_m del aparato, ésta suele estar ligada a un número determinado de veces la intensidad de disparo térmico del aparato. En el mercado existen, de manera estándar unos tipos de curvas que marcan los valores de disparo por cortocircuito:

- Curva A: La I_m está comprendida entre 2 y 3 veces la I_n. Se utiliza para protección de líneas que alimentan a semiconductores (no contemplada aún en la Norma).
- Curva B (antes L): Actúan entre 1,1 y 1,4 veces la I_n en la zona térmica y en la zona magnética entre 3 y 5 veces la I_n ó entre 3,2 y 4,8 veces la I_n, según el tipo de aparato, de acuerdo con las Normas UNE-EN 60898 y UNE-EN 60947.2 respectivamente. Permiten realizar la protección de las personas para longitudes

mayores que con la curva C, siendo indicado para instalaciones de líneas y generadores.

- Curva C (antes U): Estos magnetotérmicos actúan entre 1,13 y 1,45 veces la I_n en su zona térmica y en su zona magnética entre 5 y 10 veces la I_n, según el tipo de aparato, de acuerdo con las Normas UNE-EN-60898 y UNE-EN 60947.2 respectivamente. Se aplican para evitar los disparos intempestivos en el caso de protección de receptores que presentan, una vez en servicio, puntas de corriente de cierta consideración.
- Curva D: Estos magnetotérmicos actúan en la zona térmica con sobrecargas comprendidas entre 1,1 y 1,4 veces la I_n y en su zona magnética entre 10 y 14 veces la I_n, de acuerdo con las Normas UNE-EN-60898 y UNE-EN-60947.2. Son adecuados para instalaciones que alimentan receptores con fuertes puntas de arranque como los motores, transformadores, etc.
- Curva G: La I_m está comprendida entre 5 y 8 veces la I_n (UNE-20347).
- Curva H: De uso general. Cuando las sobrecargas son excesivas, desconectan más rápido que los anteriores.
- Curva K: La I_m está comprendida entre 10 y 14 veces la I_n (UNE-EN-60947.2). Se utilizan para la protección de receptores como en la curva D, pero detectan sobrecargas por efecto térmico menores. Protección de semiconductores como la curva A.
- Curva S: La I_m es igual a 15 veces la I_n (CEI 947. "No es Norma UNE").
- Curva Z: Estos magnetotérmicos no son térmicos, actúan entre 2,4 y 3,6 veces la I_n de acuerdo con las Normas UNE-EN-60898 y UNE-EN-60947.2. Se utilizan para proteger instalaciones con receptores electrónicos.
- Curva Ma: Curva de disparo magnético exclusivamente, con un valor de 12 veces la I_n de acuerdo con la Norma UNE-EN-60497.2. Se utilizan para la aplicación de motores y aplicaciones específicas.
- Curva ICPM: La I_m está comprendida entre 5 y 8 veces la I_n. Se utilizan como protección de instalaciones como interruptor de control de potencia ICP, o uso general como la curva C.

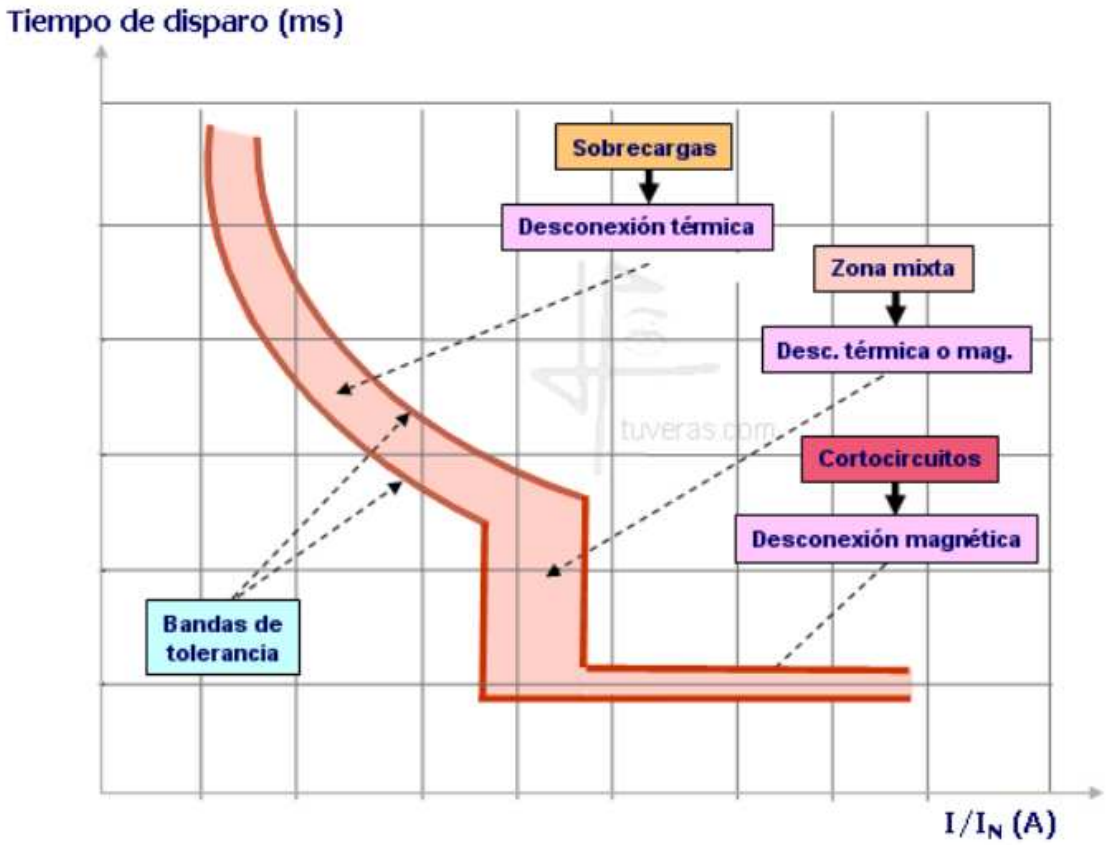


Figura 118: Curva de disparo de un automático.
Fuente: http://www.tuveras.com/aparamenta/magnetotermico.htm

La sección del conductor que forma el tramo 4 es de 35mm^2, con una Intensidad máxima admisible de 115A por lo que, tal y como se ha calculado en el apartado 2.9.1.2.4 y siguiendo el procedimiento de cálculo utilizado para el interruptor automático magnetotérmico de corte en carga para DC, los parámetros a utilizar serán:

$$I_B = \frac{\mathrm{P}}{\sqrt{3} \cdot \mathrm{U_L} \cdot \cos\varphi} = \frac{51600\mathrm{W}}{\sqrt{3} \cdot 400\mathrm{V} \cdot 1} = 74{,}48\mathrm{A}$$

$$I_Z = I_{\max\_adm.} = 115A \cdot 0{,}91 = 104{,}65A$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo, la corriente nominal del magnetotérmico será:

$$\mathrm{I_B} \leq \mathrm{I_N} \leq \mathrm{I_Z} \Rightarrow 74{,}48 \leq \mathrm{I_N} \leq 104{,}65$$

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 la línea del elemento a proteger.
P :es la potencia máxima entregada por el inversor a la red.
U_L: es la tensión nominal de la línea de red.

Las intensidades nominales más usuales de los magnetotérmicos existentes en el mercado son las siguientes:

1,5-3-3,5-5-7,5-10-15-20-25-30-35-40-45-50-63-80-**100**-125-160-200-250-300-320-400-500.

Los magnetotérmicos que cumplen con la condición serían los de 80 y 100 Amperios y la elección lógica, en éste caso, sería de escoger un magnetotérmico de 100 A puesto que con ello tendremos protegida la línea para el caso más desfavorable que se pueda dar y al mismo tiempo disminuimos las posibilidades de que se produzca una interrupción de corriente debida a un aumento accidental de intensidad en la línea, sin embargo, en el apartado 2.10.1.2 para la elección de los fusibles en el tramo de alterna (tramo 4), el fusible calculado se correspondía con uno de 80A siguiendo el procedimiento de cálculo estipulado.

Ahora bien, lo más lógico sería que, en caso de sobreintensidad, actuase en primer lugar el magnetotérmico, ya que éste permite la posibilidad de rearmarlo una vez subsanado el fallo y dejar para segundo término la actuación de los fusibles en caso de que el magnetotérmico fallara, por éste motivo vamos a escoger un calibre de 80A para el magnetotérmico y de 100A para los fusibles del tramo 4.

Además de las condiciones estándar que deben cumplir todos los interruptores de éste tipo, el magnetotérmico utilizado en éste último tramo debe tener una capacidad de corte igual o superior a la intensidad de cortocircuito que, como norma, defina la compañía distribuidora, para éste caso, los requisitos de conexión de Unión Fenosa señalan que la intensidad de cortocircuito que puede producirse en un punto de conexión a su red es de 6 KA, por tanto, el interruptor magnetotérmico deberá tener una capacidad de corte superior a éste valor.

El interruptor diferencial es un dispositivo de protección sensible a la corriente de fuga a tierra que recibe el nombre de corriente diferencial porque es igual a la diferencia entre todas las corrientes entrantes y salientes en la instalación consumidora. Los diferenciales se basan en una característica de los circuitos bifásicos o trifásicos, en los que la suma de las intensidades debe ser cero cuando no existen fugas. Cuando, por algún motivo, la suma de intensidades no es cero, en la bobina auxiliar aparece una tensión que aplicada a una pequeña bobina, acciona un pivote que a su vez acciona el dispositivo mecánico que abre los contactos principales del circuito. Según sea el valor de la intensidad de desequilibrio que acciona el diferencial, así se definirá su sensibilidad. Normalmente se fabrican de dos sensibilidades, 30 y 300 mA.

Referente al dispositivo de disparo automático es del tipo llamado de "libre mecanismo", es decir, que aun reteniendo el correspondiente mando en la posición de circuito cerrado, éste se abre si aparece el defecto correspondiente.

El interruptor diferencial, por consiguiente, abre el circuito cuando la corriente hacia tierra supera su umbral de intervención, indicado como $I_{\Delta n}$, o como HIFN, cualquiera que sea la corriente absorbida por el circuito consumidor.

Según normas VDE-0100, los diferenciales deben de disponer de un botón de prueba mediante el cual se provoca una fuga igual a la sensibilidad del aparato y por tanto su desconexión inmediata. La finalidad de este pulsador es la de permitir al usuario comprobar periódicamente el correcto funcionamiento del interruptor diferencial.

Para intensidades superiores a los 63A., los diferenciales suelen utilizarse de forma indirecta, es decir, la señal diferencial obtenida de un toroidal es utilizada para accionar un contacto conmutado, encargado de accionar la bobina de emisión o la de mínima tensión del magneto-térmico de línea.

Existen dos tipos de diferenciales:

- Tipo AC. Se utilizan para las aplicaciones estándar sin presencia de componentes continuos de corriente.
- Tipo A. Se utilizan cuando las cargas deforman la señal (la corriente no es perfectamente sinusoidal o presenta una componente de continua), están aconsejados para la protección de aparatos electrónicos, informáticos, fluorescentes etc.

Cada uno de éstos tipos de diferenciales puede estar diseñado en las siguientes versiones:

- Versión "estándar": La activación se considera instantánea.
- Versión "S" (selectivo o con retardo): La activación actúa con retardo para permitir la selectividad con otros diferenciales situados más adelante.
- Versión Hpi (alta inmunidad): Se trata de una variante del tipo A cuya inmunidad a fenómenos transitorios está reforzada. Por lo tanto, es particularmente adecuado para las instalaciones eléctricamente contaminantes. Su menor sensibilidad a las corrientes de fuga permanentes lo hace especialmente apropiado para las instalaciones que alimentan ordenadores y evita incrementar las divisiones de circuitos, lo que permite reducir el número de protecciones diferenciales.

La corriente asignada del interruptor diferencial I_{nd}, ha de ser al menos igual a la corriente asignada del interruptor automático I_{n1}, aunque es muy recomendable sobrecalibrar el interruptor diferencial respecto al magnetotérmico de forma que $I_{nd} > 1{,}4 * I_{n1}$.

Con objeto de que un fallo o defecto no deje fuera de servicio la totalidad de la instalación, debe de actuar la protección diferencial más próxima al punto de defecto (diferencial B) antes de que lo haga cualquier otro dispositivo situado aguas arriba de la instalación.

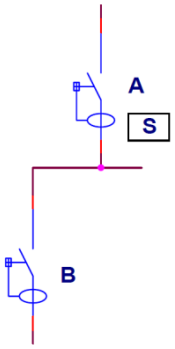


Figura 119: Conexión selectiva de dos diferenciales.
Fuente: MANUAL SCHNEIDER

Para ello es necesario coordinar las protecciones diferenciales , de modo que resulte un conjunto selectivo que dispare el elemento más próximo al punto de defecto y en consecuencia deben de cumplirse dos condiciones, una relativa a la corriente de disparo y otra al tiempo de actuación. Así:

- Según Normativa de fabricación, un diferencial debe de actuar para una corriente de defecto ($I_{\Delta n}$) entre $I_{\Delta n}$ e $I_{\Delta n}/2$, lo que en la práctica requiere que la sensibilidad (corriente de defecto asignada) del interruptor diferencial A situado aguas arriba, ha de ser mayor que el doble de la sensibilidad del diferencial B situado aguas abajo del anterior.

$$I_{\Delta n}(Aguas\ arriba) > 2 \cdot I_{\Delta n}(Aguas\ abajo)$$

- Por otro lado, el diferencial B necesita un tiempo para actuar, por lo que se requiere una temporización o retardo voluntario en el dispositivo aguas arriba que deberá ser, por tanto, de tipo selectivo y la segunda condición que se debe de cumplir para el no disparo de A para un defecto aguas abajo de B es que el tiempo total de funcionamiento(t_f) del interruptor diferencial situado aguas abajo, sea menor que el tiempo límite de no respuesta t_r del interruptor diferencial situado aguas arriba, para cualquier valor de corriente. Esto es:

$$t_r(A) > t_f(B)$$

Donde:

t_r: Tiempo de no respuesta o retardo del disparo
t_f: Tiempo de funcionamiento, desde la detección del defecto a la interrupción total.

Teniendo en cuenta los comentarios anteriores, el interruptor diferencial escogido para formar el bloque diferencial con el magnetotérmico escogido en el punto anterior deberá de ser del tipo AC en su versión S (selectivo), con una corriente asignada I_{nd} de:

$$I_{nd} > 1{,}4 \cdot I_{n1} \Rightarrow I_{nd} > 1{,}4 \cdot 80A \Rightarrow I_{nd} > 112A$$

En cuanto a la corriente de defecto:

$$I_{\Delta n}(Aguas\ arriba) > 2 \cdot I_{\Delta n}(Aguas\ abajo) \Rightarrow I_{\Delta n}(Aguas\ arriba) > 2 \cdot 30mA$$
$$\Rightarrow I_{\Delta n}(Aguas\ arriba) > 60mA$$

Con estas premisas se ha escogido, de la amplia variedad que ofrece el mercado, el bloque diferencial compuesto por un magnetotérmico y un diferencial de la marca HAGER con las características que a continuación se detallan.

Características del interruptor automático magnetotérmico.

- Fabricante: HAGER
- Modelo: HMF480
- Nº de polos: 4 (3P+N)
- Tensión nominal: 230/400V
- Intensidad nominal: 80A
- Curva de desconexión: C (regulación del magnético entre 5 y 10 I_n).
- Capacidad de corte: 10 KA
- Capacidad de conexión: 35mm^2 (cable flexible), 50 mm^2 (cable rígido).

Figura 120: Interruptor automático magnetotérmico para CA de la marca Hager.
Fuente: CATÁLOGO HAGER

Características del bloque diferencial.

- Fabricante: HAGER
- Modelo: BTC480E
- Nº de polos: 4 (3P+N)
- Tensión nominal: 230/400V
- Intensidad nominal: 125A
- Sensibilidad ($I_{\Delta n}$): regulable(300-500-1000) mA.
- Retardo de intervención (Δ_t): regulable (0-60-150) ms.
- Capacidad de conexión: 35mm^2 (cable flexible), 50 mm^2 (cable rígido).

Figura 121: Bloque diferencial de la marca Hager.
Fuente: CATÁLOGO HAGER

Nota: Para más información se adjunta catálogo técnico en el apartado de Anexos 7.2.

2.10.2 Aparamenta de maniobra

2.10.2.1 Interruptor-seccionador manual de corte en carga para DC.

Tiene la finalidad de desconectar manualmente zonas del generador o el generador completo para la realización de las labores de mantenimiento, limpieza y reparación de los módulos solares sin riesgo de recibir descargas eléctricas.

Presenta aplicaciones intermedias a las del interruptor automático y a las del seccionador permitiendo abrir y cerrar circuitos bajo tensión, en carga, como el interruptor automático, pero no resiste las operaciones de maniobra en condiciones de cortocircuito. Su estado abierto o cerrado no es evidente externamente. No tiene función de protección, por lo que sólo puede sustituir a un interruptor automático si se combina con un fusible.

Según la Norma IEC 60364-7-712 "Instalaciones Eléctricas de Edificios y Sistemas Fotovoltaicos", se debe realizar una instalación que sea accesible por lo que se debe instalar un interruptor de corte en carga entre cada una de las cajas de conexión y los inversores. De éste modo, se colocarán 3 interruptores de éste tipo para la conexión-desconexión de los tres subgrupos de 7 ramales e irán alojados en sus correspondientes cajas de conexión de nivel 1.

El interruptor de corriente continua debe tener las propiedades de una conexión de carga y se debe dimensionar de acuerdo a la máxima tensión de circuito abierto de la batería de generadores (a 10ºC) así como para la máxima corriente de cortocircuito que pueda pasar a través de sus contactos.

Una de las particularidades de la corriente DC, es que al mantener constante la dirección en la que circula la carga, no existe el paso por cero. Es decir, si en corriente AC el cambio de polaridad, que se presenta en forma de onda sinusoidal, hace que en ciertos instantes el paso de corriente tenga el valor cero, en corriente DC el valor suele ser constante respecto sus conductores positivo y negativo.

Este hecho adquiere importancia durante las desconexiones que ocurren en bornes de componentes eléctricos como seccionadores o interruptores de protección. Durante éstas desconexiones se producen arcos de corriente debidas a la ionización del aire existente entre los contactos en el momento de su apertura interrumpiendo, de manera brusca, el paso de corriente.

Esta particularidad hace que los componentes de corte de corriente continua tengan características de diseño y empleo diferentes de sus homólogos en AC como puede ser el número de polos de corte de seccionamiento de la corriente. 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.

Para la elección de los interruptores-seccionadores se tendrán en cuenta los tres parámetros siguientes:

la tensión de aislamiento (U_i), la tensión nominal de empleo de la línea (U_e), y la corriente que deben de ser capaces de interrumpir al abrirse (I_e). Estos parámetros vendrán dados por la tensión máxima que pueda darse en la instalación (U_{oc}), es decir, bajo condiciones de circuito abierto y a una temperatura de -5ºC, la tensión de funcionamiento del sistema con carga o tensión en el punto de máxima potencia (U_{ef}=U_{mpp}) y la corriente de cortocircuito que pueda producirse en cada panel por el número de ramales que conecta el interruptor-seccionador (I_{sc}).

El dimensionado del interruptor debe realizarse considerando la tensión de circuito abierto del sistema fotovoltaico U_{oc} como la tensión máxima de empleo del mismo y se debe de cumplir que:

$$U_i \geq U_{oc} \quad ; \quad U_e \geq U_{ef}$$

$$I_e \geq I_{sc}$$

Siendo:

U_i:la tensión de aislamiento [V].
U_{oc}: la tensión de circuito abierto del sistema fotovoltaico [V].
U_e:la tensión nominal de empleo [V].
U_{ef}: la tensión de funcionamiento del sistema fotovoltaico con carga [V]
I_e: la intensidad nominal de empleo del sistema fotovoltaico [A]
I_{sc}: la intensidad de cortocircuito de la instalación fotovoltaica [A]

$$I_{sc} = 7ramales \cdot 5{,}48 \frac{A}{ramal} = 38{,}36A$$

$$U_{oc} = 44{,}88 \frac{V}{panel} \cdot 14paneles = 628{,}32V$$

Con los parámetros calculados escogemos un interruptor-seccionador omnipolar manual para DC de la marca **Telergon**, modelo **S5-01604PBO** con 4 polos de corte.

Características generales

- Interruptor de 4 polos corte onmipolar accionamiento simultáneo.
- Mando con bloqueo para candado en posición "0".
- Diferentes accesorios complementan la gama, puentes de interconexión, cubrebornes, etc.

Información técnica

Según					Interruptor S5000 DC hasta 900 Vdc									
IEC-EN-UNE 60947-1 IEC-EN-UNE 60947-3														
Calibre					00		0		0		1		3	
Código					S5-00804PB0		S5-01604PB0		S5-01604PS0		S5-02504PR0		S5-08004PR0	
					80		160		160		250		800	
Intensidad térmica	Ith	en ambiente a:	40º C	A	80		160		160		250		800	
			50º C	A	80		160		160		250		800	
			65º C	A	56		160		160		250		800	
Tensión de aislamiento DC20			Ui	V	800		1000		1000		1000		1000	
Rigidez dieléctrica		50 Hz., 1 min.		V	3500		4000		4000		5000		8000	
Tensión de impulso			Uimp	kV	8		8		8		8		12	
			Ue											
Corriente de empleo *(1)	Ie		400 Vdc	A	DC21B	30	DC21B	160	DC21B	160	DC22A	250	DC22A	800
			600 Vdc	A	DC21B	20	DC21B	150	DC21B	150	DC22A	250	DC22A	800
			800 Vdc	A	DC21B	12,5	DC21B	70	DC21B	70	DC22A	225	DC22A	625
			900 Vdc	A	--	--	DC21B	40	DC21B	40	DC22A	175	DC22A	500
Comportamiento ante cortocircuitos														
Intensidad de pico máxima *(2)			Icm	kA (pico)	5		13		13		20		60	
Energía disipada máxima				A^2s (x 10^3)	57,7		198		198		1000		4900	
Nº maniobras sin carga *(3)				Ciclos	30000		30000		30000		20000		10000	
Nº maniobras con carga				Ciclos	DC21B 800V	300	DC21B 900V	300	DC21B 900V	300	DC22A 900V	1000	DC22A 900V	1000
Peso máximo (4 polos - sin puentes)				Kg	0,4		1		1		1,9		7,6	
Capacidad de conexión														
Cable rígido *(Cu)*				mm^2	25		95		95		185		2x240	
Pletina (Espesor/Anchura)				mm	-		-		5/25		7/25		2x10/50	
Par de apriete				Nm	2		4		13		18		45	

Tabla 49: Cuadro de selección de interruptor-seccionador de corte en carga de 4 polos para DC de la marca Telergón.
Fuente: CATÁLOGO TELERGÓN

Figura 122: Interruptor-seccionador de corte en carga para DC de 4 polos de la marca Telergón.
Fuente: CATÁLOGO TELERGÓN

Se montarán tres interruptores como el seleccionado, uno para cada caja de conexión de nivel 1, con lo que conseguiremos el aislamiento de la instalación de los 7 ramales de 14 paneles cada uno (98 paneles) que entran en dicha caja.

La máxima tensión de empleo U_e sería menor de 628,32Vdc que es la máxima tensión que la batería de generadores puede producir a circuito abierto, lo que supone una intensidad máxima de empleo para el interruptor de $70<U_e<150$A, por lo que bastará con realizar la conexión de tipo B que nos garantiza una tensión de aislamiento de $U_i>1200$ VDC.

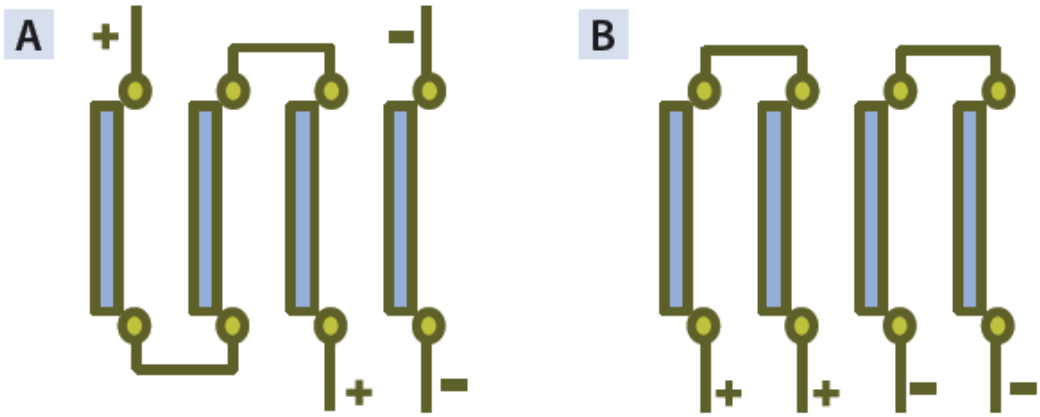


Figura 123: Esquemas de conexionado de los polos para el interruptor manual de corte en carga Telergón.
Fuente: CATALOGO TELERGON.

Nota: Para más información se adjunta catálogo técnico en el apartado de anexos 7.2.

2.10.2.2 Interruptor-seccionador manual de corte en carga para AC.

Es un interruptor general manual de AC, que irá situado en el armario de medida y deberá ser accesible a la compañía eléctrica con objeto de poder realizar la desconexión manual del generador fotovoltaico de corriente en todo momento. Así mismo, éste interruptor deberá poder ser bloqueado por la compañía a fin de garantizar la desconexión de la instalación fotovoltaica en caso necesario.

Utilizando los cálculos realizados en el apartado 2.10.1.6 para determinar las características del interruptor automático magnetotérmico instalado en el armario de conexión general de alterna tenemos que:

$$I_B = 74.48 \text{ A}$$
$$I_Z = 104.65 \text{ A}$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo, la corriente nominal del interruptor será:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \Rightarrow 74{,}48 \leq I_N \leq 104{,}65$$

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 la línea del elemento a proteger.

Además de las condiciones estándar que deben cumplir todos los interruptores de éste tipo, debe tener una capacidad de corte igual o superior a la intensidad de cortocircuito que, como norma, defina la compañía distribuidora, para éste caso, los requisitos de conexión de Unión Fenosa señalan que la intensidad de cortocircuito que puede producirse en un punto de conexión a su red es de 6 KA, por tanto, el interruptor magnetotérmico deberá tener una capacidad de corte superior a éste valor.

Teniendo en cuenta lo anteriormente explicado se selecciona un **interruptor de corte en carga para el lado de corriente alterna de la marca HAGER modelo HAE412** cuyas características se exponen a continuación.

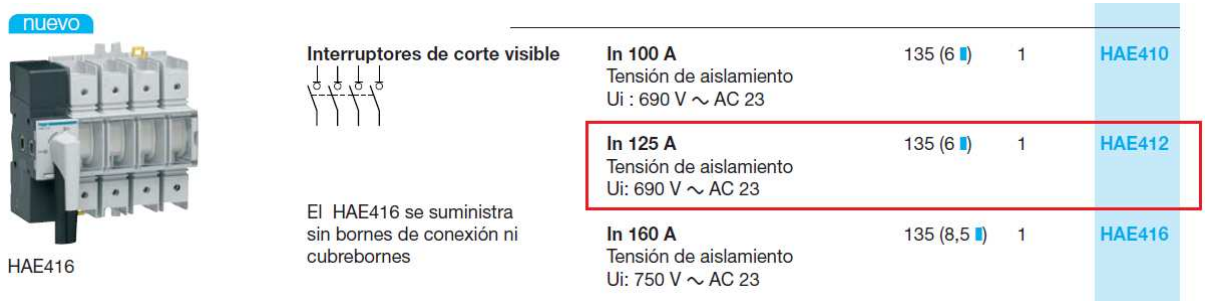


Figura 124: Interruptor manual de corte en carga para corriente alterna HAGER HAE416.
Fuente: CATÁLOGO HAGER

Nota: Para más información se adjunta catálogo técnico en el apartado de anexos 7.2.

2.10.3 Armarios de protección y conexión.

Los armarios de conexiones y protección serán los encargados de contener y proporcionar la protección necesaria para la aparamenta de protección, maniobra y medida en función de su lugar de ubicación. Del mismo modo, se utiliza para realizar las conexiones entre la diferente aparamenta que contienen, así como las conexiones entre los diferentes tramos de líneas eléctricas de la instalación.

Según el apartado 712.51 de las Normas IEC 60364-7 y UNE 2060412-7, las cajas de conexión deben ofrecer accesibilidad y mantenimiento seguro y ser conformes a la Normativa EN 60439-1. Esta Norma define las condiciones de empleo, las disposiciones constructivas, las características técnicas y los ensayos para los conjuntos eléctricos de baja tensión del tipo seriado (CS) y derivados de serie (CDS). Es una norma general y al mismo tiempo una norma de producto para tableros para la protección y el seccionamiento. Fue publicada en 1997 y se mantendrá vigente hasta el 2014.

En Enero de 2009 se publicó la nueva norma IEC 61439-1 (reglas generales para aparamenta de baja tensión) e IEC 61439-2 (conjuntos de aparamenta de potencia).

La parte 1 es la norma básica que define todos los requerimientos generales para todo tipo de tableros, también para cuadros. Se aplica a todos los tableros con una tensión nominal máxima de 1000 Vca o de 1500Vcd.

La IEC 61439-1 no puede ser utilizada a solas, ni para especificar un tipo de tablero ni para comprobar la conformidad. En éste caso, para tableros de potencia, debe ir acompañada de la norma IEC 61439-2

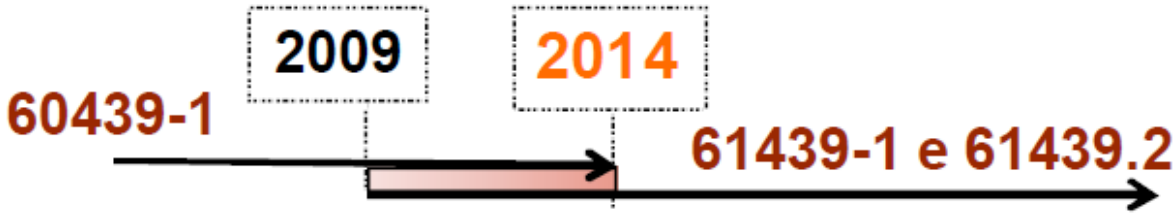


Figura 125: Transición de la antigua Norma IEC 60439-1 a las nuevas IEC 61439-1 e IEC 61439-2.
Fuente: http://www.cysltda.com/pdf/Nueva_norma_tableros_baja_tensionV02.pdf

Los armarios de conexión deben ser diseñados fabricados y verificados de acuerdo conjunto con las normas IEC 61439-1 e IEC 61439-2.

El total de armarios que será necesario para el conjunto de la instalación se van a distribuir de la siguiente manera:

- Tres armarios de conexión de nivel 1 para albergar las protecciones de cada grupo de 7 series de 14 paneles por serie (98 paneles).
- Un armario de conexión de nivel 2 para albergar las protecciones de corriente continua de la batería de generadores.
- Un armario de conexión para albergar las protecciones de corriente alterna del generador.

A continuación se detallan cada uno de los tipos de armarios de conexión mencionados.

2.10.3.1 Armarios de conexión de nivel 1.

Debido a las dimensiones de las instalaciones (tamaño de los paneles, distancias entre grupos, etc.), es necesario disponer de una solución segura, que facilite la conexión de los paneles en la parte de corriente continua. Los paneles tienen elementos que los protegen de los fallos propios (diodos by-pass) pero también hay que aportar elementos de protección para el resto aguas abajo de los paneles.

Para ello en cada uno de los grupos de paneles, para el conexionado en paralelo de los diferentes strings, se incorpora un cuadro de continua (cuadro de grupo o cuadro de

nivel 1), que permite interrumpir la generación de un grupo de paneles sin afectar al resto.

Las protecciones de los strings se realizarán mediante fusibles cilíndricos gPV ultrarrápidos para corriente continua de la seria 10x38 DC con una intensidad nominal de 10A de la marca Telergón, tal y como se ha calculado en el apartado 2.10.1.1.

Se colocarán dos fusibles por string, o serie de paneles, en el cuadro de conexiones de nivel 1 colocado en cada pasillo y que albergará las conexiones de 7 ramas de 14 módulos conectados en serie por cada ramal, lo que hace un total de 14 fusibles por cada cuadro de nivel 1, con sus correspondientes porta-fusibles y un total de 42 para toda la instalación.

El dispositivo de protección contra sobretensiones que se montará en cada caja de conexión de nivel 1 será el modelo PRD 40r 1000DC de la marca SCHNEIDER cuyas características se especifican en el apartado 2.10.1.3 Se montará un limitador de sobretensiones por cada caja de conexiones de nivel 1.

Para el seccionamiento de cada grupo de paneles se utilizará el modelo de interruptor de corte en carga S5-01604PBO de la marca TELERGON, cuyo cálculo y características técnicas se detallan en el apartado 2.10.2.1. Se montará un interruptor de corte en carga por cada caja de conexiones de nivel 1.

La caja de conexiones escogida para albergar toda la aparamenta descrita pertenece a la marca **URIARTE SAFYBOX**. Se trata de un armario de poliéster reforzado de fibra de vidrio para exteriores (IP 65) con fijación a pared, poste o estructura vertical de 400 mm. de ancho, 500 mm. de alto y 200 mm. de profundidad, cuyo código de referencia es el **BRES-NV1**, en cuyo interior se instalarán todos los componentes de protección descritos.

Se utilizarán tres armarios como el de la figura siguiente (uno para cada grupo de paneles) con la diferencia de que el Nº de strings que albergará éste será de 7, en vez de 6 como se aprecia en la figura.

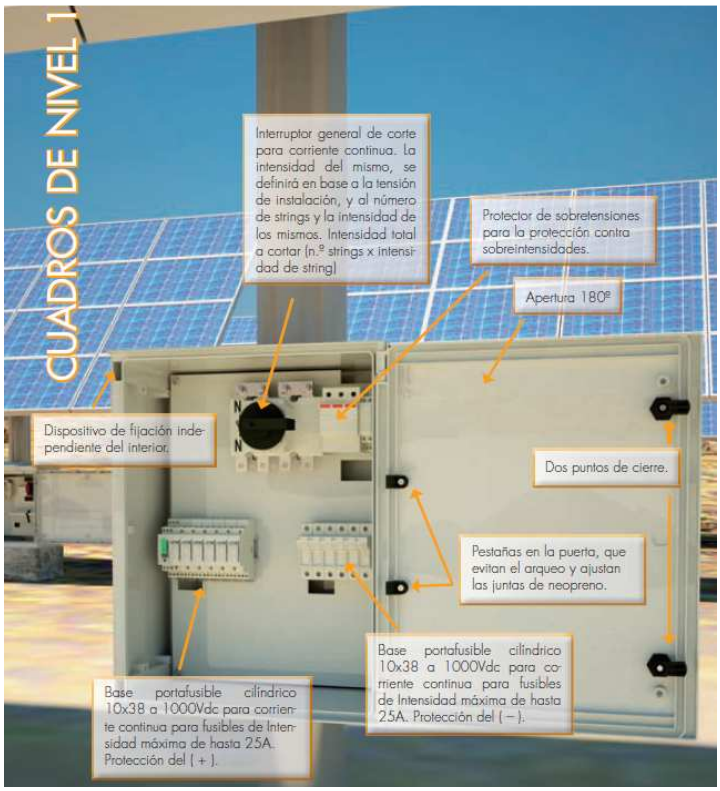


Figura 126: Armario de conexiones de poliéster BRES-NV1 para el conexionado de 6 series de paneles.
Fuente: CATÁLOGO URIARTE SAFYBOX

En la marca Uriarte comercializan armarios con todos sus dispositivos de protección y monitorización montados de forma personalizada para cada cliente, pero, en éste caso utilizaremos nada más que el armario de conexiones para montar los dispositivos que previamente hemos seleccionado con el fin de reducir costes.

ARMARIO DE EXTERIOR FIJACIÓN A PARED, POSTE O ESTRUCTURA VERTICAL

Código ref.	N.º Strings	Ancho x Alto x Fondo (mm)	In Fusibles	Int. Inter	Protec. Sobretensiones
BRES-NV1-2S-10A	2	300X400X200	10A	160A (1.000 Vdc)	SI
BRES-NV1-4S-10A	4	300X400X200	10A	160A (1.000 Vdc)	SI
BRES-NV1-6S-10A	6	400X500X200	10A	250A (1.000 Vdc)	SI
BRES-NV1-8S-10A	8	400X500X200	10A	250A (1.000 Vdc)	SI
BRES-NV1-10S-10A	10	500X600X230	10A	250A (1.000 Vdc)	SI
BRES-NV1-12S-10A	12	500X600X230	10A	250A (1.000 Vdc)	SI

Figura 127: Ejemplo de montajes estándar para cajas de conexiones Uriarte Safybox.
Fuente: CATÁLOGO URIARTE SAFYBOX

Nota: En el apartado de anexos 7.2 se facilita la hoja de características y toda la información suministrada por el fabricante.

2.10.3.2 Armario de conexión de nivel 2.

Este cuadro va situado previo a la entrada al inversor para el seccionamiento completo de la instalación al inversor. La energía de salida de cada cuadro de grupo, o cuadro de nivel 1, será la de entrada en el cuadro de nivel 2, o cuadro general de continua (CGC),

donde se conectarán en paralelo obteniendo así una única salida que será la entrada del inversor.

Para poder realizar trabajos de reparación o mantenimiento se debe poder separar el inversor de la batería de generadores. Para ello, según la Norma IEC 60364-7-712, se debe instalar un interruptor de corte entre la batería de generadores y el inversor. Este nivel permite la desconexión de las entradas al inversor de un forma segura, sin riesgo de choque eléctrico.

Los fusibles de protección para cada grupo de paneles serán del tipo guillotina de la marca **Telergón, serie NH 750 DC** para corriente continua, con una intensidad nominal de 50A, tal y como se ha calculado en el apartado 2.10.1.1.

Se colocarán dos fusibles por cada grupo de paneles (uno por polaridad), o caja de conexión de nivel 1, y albergará la conexión en paralelo de 3 cajas de conexión de nivel 1, lo que hace un total de 6 fusibles.

El dispositivo de protección contra sobretensiones que se montará en la caja de conexión de nivel 2 será idéntico al montado en las cajas de nivel 1, modelo **PRD 40r 1000DC de la marca SCHNEIDER** y cuyo cálculo se realiza en el apartado 2.10.1.3.

Para la protección magnetotérmica y el seccionamiento de toda la batería de generadores se utilizará el **interruptor automático magnetotérmico de corte en carga para DC de la marca CHINT modelo NM6-160 de cuatro polos y una intensidad nominal máxima de 160A** tal y como se ha calculado en el apartado 2.10.1.4.

Para garantizar un correcto aislamiento de la batería de generadores recurrimos a un vigilante permanente de aislamiento que detecte la falla de aislamiento, el **FAC3/800C**, el cual enviará las ordenes de salida al interruptor de continua **INFAC** que será el encargado de abrir el circuito y cortocircuitar la tensión de salida de los paneles. Ambos dispositivos pertenecen a la marca **PROAT**

El armario que albergará todos estos dispositivos será el modelo **BRS-NV2-3S** de la marca **URIARTE SAFYBOX**. Se trata de un armario de poliéster reforzado con fibras de vidrio para exteriores (IP 65) con fijación a pared, poste o estructura vertical de 500 mm. de ancho, 600 mm. de alto y 230 mm. de profundidad.

Nota: En el apartado de anexos 7.2 se facilita la hoja de características y toda la información suministrada por el fabricante.

2.10.3.3 Armario de conexión de alterna.

Tras el inversor, se instala un cuadro de conexión a alterna o cuadro general de alterna (CGA) que permite protección magnetotérmica y diferencial para el tramo de alterna del generador

Los fusibles de protección que se montarán en el lado de alterna serán cilíndricos de la marca **MARESA y (tipo gl-gG) con una intensidad nominal de 100A,** como se detalla en el apartado 2.10.1.2.

El dispositivo de protección contra sobretensiones que se montará en el armario de conexión de alterna será el modelo PRD 15 de la marca MERLIN GERIN cuyo cálculo se realiza en el apartado 2.10.1.3.

Para la protección magnetotérmica y diferencial del lado de alterna se montará un **bloque diferencial** de la marca **HAGER** compuesto por el interruptor automático magnetotérmico modelo **HMF 480** con una intensidad nominal de 80A y el interruptor diferencial modelo **BTC 480E** con una intensidad nominal de 125A, tal y como se ha calculado en el apartado 2.10.1.6.

El armario escogido para albergar todos estos dispositivos es de la marca HIMEL modelo DTM 24 KT. Se trata de un armario de distribución modular para interiores con fondo metálico equipado con chasis DIN 35 mm. extraíble, marco y carátulas aislantes y grado de protección IP 41(EN 60529). El tamaño escogido para albergar los 16 módulos de 18 mm. que suman todos los componentes es de 300 mm de alto por 550 mm. de ancho y 185 mm. de fondo capaz de albergar 24 módulos de 18 mm.

ARMARIOS DE DISTRIBUCIÓN MODULAR — **DTM**

IP41 (EN 60529)

Modelos, MED...

Dimensiones exteriores (mm)			Referencia		N.º máximo de módulos (18 mm)	N.º filas	Peso aprox. (kg)	
Alto (A)	Ancho (B)	Prof. (C)	Puerta normal	Puerta transparente			Puerta normal	Puerta transparente
300	550	185	**DTM 24**	**DTM 24 KT**	24	1	7,2	7,6
450	550	185	**DTM 48**	**DTM 48 KT**	48	2	10,1	10,8
600	550	185	**DTM 72**	**DTM 72 KT**	72	3	12,7	13,6
750	550	185	**DTM 96**	**DTM 96 KT**	96	4	15,3	16,2
900	550	185	**DTM 120**	**DTM 120 KT**	120	5	18,0	19,2
1.050	550	185	**DTM 144**	**DTM 144 KT**	144	6	21,6	23,0

Tabla 50:.Características y referencias de los armarios de distribución modular DTM marca HIMEL.
Fuente: CATÁLOGO HIMEL.

Nota: En el apartado de anexos 7.2 se facilita la hoja de características y toda la información suministrada por el fabricante.

2.11 ESTUDIO ECONÓMICO.[33]

La falta de previsión, el exceso de optimismo en las previsiones de ventas, una deficiente definición de los costes operativos o una cuantificación y periodificación defectuosa de las inversiones pueden hacer que un proyecto potencialmente bueno fracase.

Todos estos factores apuntan hacia la necesidad de elaborar un estudio de viabilidad del proyecto de inversión que además de recoger todos estos aspectos capacite al emprendedor o empresario para tomar decisiones referidas a la aceptación o rechazo de inversiones.

De este modo, un buen estudio de viabilidad del proyecto de inversión es aquel que:

- Por un lado, permite al emprendedor o empresario llevar a cabo un exhaustivo estudio de todas las variables que pudieran afectar a su proyecto de inversión, aportándole la información necesaria para determinar con bastante certeza la viabilidad del mismo.
- Una vez en marcha, el estudio del proyecto de inversión debe servir como herramienta interna para evaluar el desempeño de la empresa y sus desviaciones sobre el escenario previsto.
- Este estudio tiene también como objetivo el de ser la carta de presentación ante terceros: bancos, inversores institucionales y privados, sociedades de capital riesgo, organismos públicos y otros agentes implicados a la hora de solicitar cualquier tipo de colaboración y apoyo financiero.

Dentro de éste capítulo se pretende dar una visión detallada del aspecto económico financiero en el que se va a integrar el proyecto de tal manera que un inversor pueda evaluar la viabilidad de su inversión.

En éste punto se va a realizar el estudio económico de la inversión que supondrá la instalación solar descrita en el proyecto, para ello se calculará el presupuesto de la instalación para, a continuación realizar un análisis de costes previo al análisis de rentabilidad, con el que obtendremos las diferentes variables que nos determinarán si se trata de una buena inversión o no. Por último, añadiremos un análisis de sensibilidad para conocer cómo afectan a las principales variables financieras posibles desviaciones sobre las previsiones realizadas.

2.11.1 Presupuesto de la instalación

A continuación se muestra la lista de precios de los diferentes materiales y mano de obra utilizada para la instalación que, a su vez, se encuentra desglosada en 8 partidas diferentes.

PARTIDA I. GENERADOR SOLAR FOTOVOLTAICO				
Código	Descripción artículo	Cantidad [ud.]	Precio unitario [€]	Total [€]
01.01	**Módulo FV Brisban BS-185S** Suministro	294	140,6	41336,4
01.02	**Inversor trifásico Santerno Sunway TG 48 ES 600V** Suministro	1	6987,6	6987,6
01.03	**Estructura soporte de Alusin Solar modelo Bulnes** Suministro y montaje	294	36,8231	10825,98
01.04	**Software monitorización Datalogger ES 851** suministro	1	305,24	305,24

<u>Total partida 1</u>. Generador Solar Fotovoltaico.....59.455,22 €uros

CINCUENTA Y NUEVE MIL CUATROCIENTOS CINCUENTA Y CINCO CON VENTIDOS.

A continuación se muestra una gráfica representativa de la distribución de los costes del generador solar fotovoltaico, donde se puede apreciar que el 70% de los costes se deben a los módulos fotovoltaicos, el 18% a la estructura soporte, y el 12% al inversor.

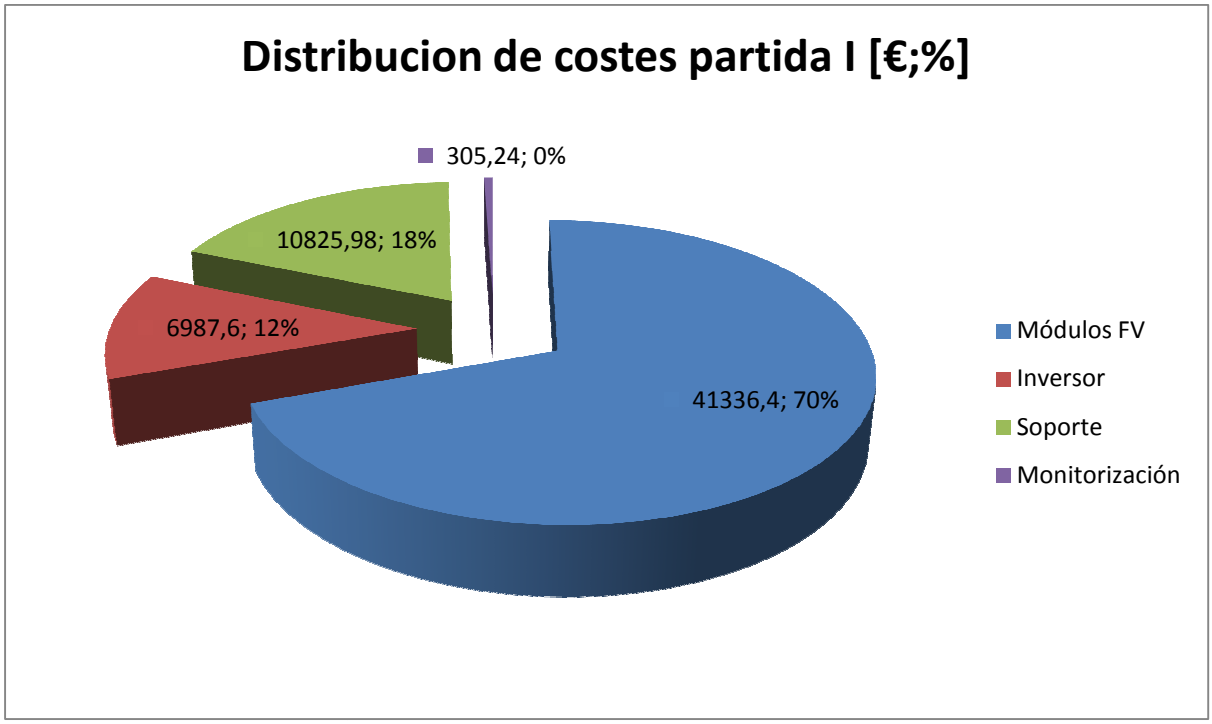


Figura 128: Desglose de costes para el generador solar fotovoltaico.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.

PARTIDA II. CABLEADO CONDUCTORES ACTIVOS				
Código	Descripción artículo	Cantidad [m]	Precio unitario [€/m]	Total [€]
02.01	**Cable de cobre RV-H 0,6/1KV de 1,5 mm^2** Suministro para tramo 1	2000	0,2	400
02.02	**Cable de cobre RV-K 0,6/1KV de 16 mm^2** Suministro para tramo 2	25	1,8	45
02.03	**Cable de cobre RV-K 0,6/1KV de 95 mm^2** Suministro para tramo 3	12	8	96
02.03	**Cable de cobre RV-K 0,6/1KV de 35 mm^2** Suministro para tramo 4	200	3	600

<u>Total partida II</u>. Cableado conductores activos.....1141 €uros

MIL CIENTO CUARENTA Y UN €UROS

PARTIDA III. CABLEADO CONDUCTORES PROTECCCION				
Código	Descripción artículo	Cantidad [m]	Precio unitario [€/m]	Total [€]
03.01	**Cable de protección de cobre RV-K 0,6/1KV de 1,5 mm^2** Suministro para tramo 1	2000	0,2	400
03.02	**Cable de protección de cobre RV-K 0,6/1KV de 95 mm^2** Suministro para tramo 2	6	8	48
03.03	**Cable de protección de cobre RV-K 0,6/1KV de 35 mm^2** Suministro para tramo 3	65	3	195

<u>Total partida III</u>. Cableado conductores de protección.....643 €uros

SEISCIENTOS CUARENTAY TRES €UROS

PARTIDA IV. CANALIZACIONES				
Código	Descripción artículo	Cantidad [m]	Precio unitario [€/m]	Total [€]
04.01	**Canaleta de metal de 100x60** Suministro para tramo 1	105	9,76	1024,8
04.02	**Canaleta de metal de 200x60** Suministro para tramo 2	12	15,31	183,72
04.03	**Canaleta de metal de 100x60** Suministro para tramo3	5	9,76	48,8
04.04	**Canaleta de metal de 100x60** Suministro para tramo 4	12	9,76	117,12

<u>Total partida IV</u>. Tubería de canalización.....1373,64 €uros

MIL TRESCIENTOS SETENTA Y TRES CON SESENTA Y CUATRO €UROS

PARTIDA V. ARMARIOS DE CONEXIONES				
Código	Descripción artículo	Cantidad [ud.]	Precio unitario [€]	Total [€]
05.01	**Armario de conexión de grupo URIARTE SAFYBOX IP 65 de poliéster reforzado (400x500x200 mm.)** Suministro para tramo 1-2	3	96,6	289,8
05.02	**Armario de conexión de generador URIARTE SAFYBOX IP 54 de poliéster reforzado (500x600x230mm.)** Suministro para tramo 2-3	1	113,4	113,4
05.03	**Armario de conexión para alterna (CGA) HIMEL IP 41 de (300x550x185)** Suministro para tramo 4	1	116,3	116,3
05.04	**Armario de conexión de medida IP 54 (2 de 630x405 y 1 de 360x315mm.)** Suministro para tramo 4	1	290,2	290,2

<u>Total partida V</u>. Cajas de conexión.....519,5 €uros

QUINIENTAS DIEZ Y NUEVE CON CINCO

PARTIDA VI. APARAMENTA DE PROTECCIÓN MANIOBRA Y MEDICIÓN				
Código	Descripción artículo	Cantidad [ud.]	Precio unitario [€]	Total [€]
06.01	**Fusible de 10A TELERGON ZE2625105 tipo gPV modelo ZR0 (10x38mm.) 1000VDC** Suministro para tramo 1	42	0,67	28,14
06.02	**Base porta fusible cilíndrico de 10x38 TELERGON ZE2550201 1P** Suministro para tramo 1	42	3,7	155,4
06.03	**Fusible TELERGON ZE4110311 tipo NH0 gPV 750VDC 50A** Suministro para tramo 2	6	6,55	39,3
06.04	**Base porta fusible tipo NH TELERGON ZE4110311 tipo NH gPV 750VDC 50A** Suministro para tramo 2	6	6	36
06.05	**Empuñadura extracción fusibles NH** Suministro para tramo 2	1	17,5	17,5
06.06	**Fusible de 100A MARESA 422000 tipo gl-gG modelo ZR2 (22x58mm.) 500VAC** Suministro para tramo 4	4	2,5	10
06.07	**Base porta fusible cilíndrico de 22x58 MARESA 450125 1P** Suministro para tramo 2	4	12,4	49,6
06.08	**Limitador de sobretensiones para continua SCHENEIDER PRD 40r 1000DC** Suministro para tramo 1-2-3	4	357,98	1431,92
06.09	**Limitador de sobretensiones para alterna MERLIN GERIN PRD 15** Suministro para tramo 4	1	283,5	283,5
06.10	**Interruptor magnetotérmico para continua CHINT NM6-160A** Suministro para tramo 2-3	1	527,4	527,4
06.11	**Vigilante de aislamiento FAC3/800/C** Suministro para tramo 2-3	1	49,7	49,7
06.12	**Interruptor automático para continua PROAT INFAC** Suministro para tramo 2-3	1	45,2	45,2
06.13	**Interruptor automático magnetotérmico HAGER HMF 480-80A** Suministro para tramo 4	1	162,2	162,2
06.14	**Bloque diferencial HAGER BTC480E-125A** Suministro para tramo 4	1	253,2	253,2
06.15	**Interruptor manual de corte en carga para DC TELERGON S5-01604 PBO-160A** Suministro para tramo 1-2 y 3-4	3	90,7	272,1
06.16	**Interruptor manual de corte en carga para AC HAGER HAE412-125A** Suministro para tramo 4	1	84,4	84,4

<u>Total partida VI</u>. Aparamenta de protección maniobra y medición....3445.56 €uros

TRES MIL CUATROCIENTAS CUARENTA Y CINCO CON CINCUENTA Y SEIS

PARTIDA VII. PEQUEÑO MATERIAL				
Código	Descripción artículo	Cantidad [ud.]	Precio unitario [€]	Total [€]
07.01	**Terminales de conexión aérea DC de 1,5 mm^2(21+ y 21-).** Suministro para tramo 1	42	1,2	50,4
07.02	**Prensaestopas, pletinas, bornas de conexión, abrazaderas, manguitos, elementos de anclaje etc.** Suministro para tramo 1-2-3-4	1	100	100

<u>Total partida VII</u>. Pequeño material.....150,4 €uros

CIENTO CINCUENTA CON CUATRO €UROS

PARTIDA VIII. OTROS GASTOS				
Código	Descripción artículo	Cantidad [ud.]	Precio unitario [€]	Total [€]
08.01	**Mano de obra** Planteo de obra, instalación y puesta en marcha (80 horas)	1	9600	9600
08.02	**Subcontratas de obras** Contratación de grúas elevadoras, vehículos industriales etc.	1	2500	2500
08.03	**Proyecto de ingeniería y dirección de obra** Ejecución del proyecto necesario para el cálculo de los componentes de la instalación así como de su viabilidad económica financiera y los documentos de Seguridad y Salud pertinentes.	1	16000	16000
08.04	**Trámites administrativos** Legalización de la instalación y contratación de la venta de energía (incluida la formalización del contrato)	1	12000	12000

<u>Total partida VIII</u>. Otros gastos.....40.100 €uros

CUARENTA MIL CIEN €UROS

TOTAL PRESUPUESTO			
Código	Descripción artículo	PARTIDA Nº	Total [€]
09.01	**Generador solar fotovoltaico**	I	59.455,22
09.02	**Cableado conductores activos**	II	1.141
09.03	**Cableado conductores protección**	III	643
09.04	**Canalizaciones**	IV	1.373,64
09.05	**Armarios de conexión**	V	519,5
09.06	**Aparamenta de protección, maniobra y medición**	VI	3445,56
09.07	**Pequeño material**	VII	150,4
09.08	**Otros gastos**	VIII	40100

Tabla 51: Tabla resumen del presupuesto por partidas.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

TOTAL PRESUPUESTO:.....106.828,32 €uros

El total del presupuesto asciende a la cantidad de:

CIENTO SEIS MIL OCHOCIENTOS VENTIOCHO CON TRENTA Y DOS.

A continuación se muestra una gráfica representativa de la distribución de los costes en los cuatro grupos más genéricos de la instalación, donde se puede apreciar que el 55% de los costes se deben a los elementos que componen el generador fotovoltaico, el 26% a los costes de ingeniería y mano de obra y el 11 y 7 % restante a los costes administrativos y de material eléctrico respectivamente.

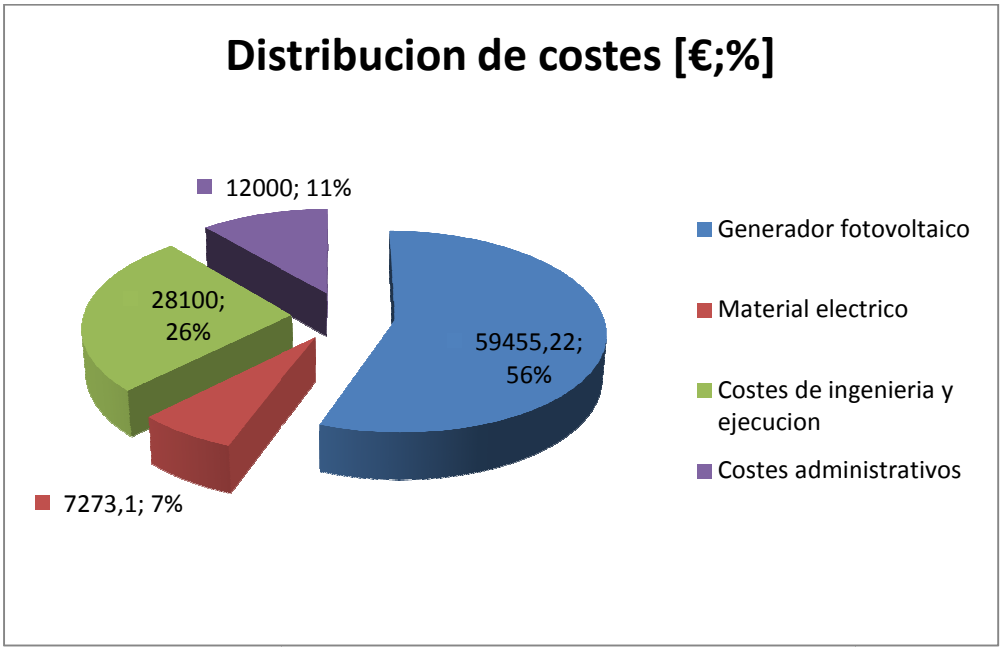


Figura 129: Gráfica de desglose de costes por grupos.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

2.11.2 Análisis de rentabilidad.

A continuación se procede a efectuar un análisis de la rentabilidad del proyecto de inversión para la implantación de una planta de generación de energía solar fotovoltaica.

Se entiende como rentable aquella inversión en la que el valor de los rendimientos que proporciona es superior al de los recursos que utiliza.

Para realizar el análisis de rentabilidad, lo primero que necesitamos saber son los ingresos que genera anualmente la instalación. Estos ingresos se obtendrán multiplicando la cantidad de energía inyectada a la red, que previamente se ha calculado en el estudio energético, por el precio al que se pagará dicha energía. Una vez obtenidos los ingresos anuales que la venta de energía proporciona se realizará definitivamente el estudio económico.

En el apartado 1.7.1 (Instalaciones generadoras interconectadas), se ha explicado que la tarificación a cobrar por la energía fotovoltaica generada será de 112,22 €/MWh, o lo que es lo mismo, **0,11€/kWh**.

En el apartado 2.5 (Estudio Energético) se ha obtenido una generación anual de energía de **78.900 kWh/año**.

2.11.2.1 Determinación de los indicadores de rentabilidad del proyecto de inversión.

Para determinar la rentabilidad de una inversión, o para decidir entre varias inversiones alternativas en términos de rentabilidad, se emplean indicadores de rentabilidad tales como el Valor Actual Neto, la Tasa Interna de Rentabilidad o el periodo de retorno.

El criterio de valor actual neto VAN.

El valor actual neto o valor capital de la inversión es la suma de todos sus flujos netos de caja actualizados al momento inicial a una tasa de actualización o de descuento. Es decir, es la diferencia entre el valor actualizado del flujo de cobros y el valor actualizado del flujo de pagos del proyecto. El VAN proporciona una medida de la rentabilidad absoluta neta del proyecto, Absoluta por que se expresa en unidades monetarias y neta por que en su determinación se han tenido en cuenta todos los cobros y pagos originados por el proyecto a lo largo de toda su vida útil.

$$VAN = -Desembolso\ inicial + \sum_{i=0}^{n} \frac{CFN_i}{(1+r)^n}$$

Ecuación 65: Valor Actual Neto de una inversión (VAN)

Donde:

CFN: Cash flow o flujo neto circulante de caja.
r: Tasa de descuento
n: Número de años de amortización para la inversión

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, quiere decir que la instalación creará valor, de manera que el proyecto podrá ser abordado

Así pues, los criterios para evaluar la rentabilidad de la instalación utilizando el VAN son los siguientes:

- Si VAN > 0: El proyecto es rentable
- Si VAN < 0: EL proyecto no es rentable

Cuanto mayor es el VAN, el proyecto resulta más rentable.

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 abordar un proyecto de inversión. Si no se fija correctamente dicha tasa de interés obtendremos un análisis erróneo sobre el estudio de rentabilidad, que puede provocar una decisión demasiado optimista sobre los beneficios generados por el proyecto, haciendo que fracase éste transcurridos algunos años o por el contrario obtener un análisis negativo que haga que el proyecto no se lleve a cabo.

El criterio de Tasa Interna de Rentabilidad TIR.

Se define como aquella tasa de actualización o de descuento que hace cero la rentabilidad absoluta de la inversión. Es decir, aquella tasa de descuento que iguala la inversión inicial con los flujos de caja esperados durante la duración estimada de la instalación, o dicho de otro modo, el TIR nos proporciona la tasa de interés que hace nulo el VAN.

$$VAN = 0 \Rightarrow Desembolso\ inicial = \sum_{i=0}^{n} \frac{CFN_i}{(1+r)^n}$$

Ecuación 66: Criterio de Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).

Si de la ecuación anterior despejamos la tasa de descuento (r), obtendríamos la tasa de interés que se debería de aplicar en una cuenta o fondo de inversión donde, invirtiendo la misma cantidad de dinero que la prevista para la realización de la instalación y durante el mismo tiempo que dure la vida prevista de ésta, se obtengan los mismos beneficios.

En resumidas cuentas, se dirá que la instalación realizada será rentable si el TIR obtenido es superior a la tasa de descuento aplicada al cálculo del VAN para la misma instalación.

Pay back o periodo de retorno.

Es el criterio más utilizado para medir la liquidez de la inversión, es decir, éste criterio nos proporciona la duración mínima de 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. Un proyecto tendrá mayor liquidez cuanto menor sea el periodo de retorno de la inversión.

Es un método de valoración bastante simple, ya que nos proporciona la información de cuánto tiempo se tardará en recuperar la cantidad que se ha invertido en la instalación.

Los inconvenientes que presenta éste método son que no nos proporciona ninguna información sobre los beneficios que se podrían obtener con la instalación, como ocurre con el TIR y que sólo considera la inversión hasta el momento de su recuperación sin considerar cash flows posteriores.

Para la determinación de los indicadores de rentabilidad del proyecto se considerarán los siguientes parámetros:

- **Inversión total:** La cantidad total presupuestada asciende a **106.828,32 €**
- **Producción anual:** Según el apartado 2.5 (Estudio Energético) se ha obtenido una producción anual de **78.900 kWh.**
- **Vida útil de la instalación:** En base a la experiencia obtenida por las primeras instalaciones de éste tipo montadas hace más de 35 años, se puede asegurar que la vida útil de una instalación solar fotovoltaica se estima en alrededor de 35-40 años. Para ser conservadores estimaremos una vida útil para la instalación de **35 años**.
- **Cuota de tarificación:** Será el precio de venta de la energía eléctrica fotovoltaica generada, que como en el capítulo1.7.1 se explica es de **0,11€/kWh**.
- **La inflación:** Es el incremento generalizado de los precios de bienes y servicios con relación a una moneda sostenido durante un período de tiempo determinado. Una medida frecuente de la inflación es el índice de precios, que corresponde al porcentaje anualizado de la variación general de precios en el tiempo, el más común es el índice de precios al consumidor IPC. que, según el Instituto Nacional De Estadística y a fecha 06/12/2012, sitúa su variación anual en el **3,5 %.**[12]
- **Actualización anual de la tarificación eléctrica:** Para estimar la variación que sufrirán los precios por tarificación eléctrica para el cliente final, se ha utilizado un informe de la compañía eléctrica Endesa, de 25/05/11, en la que extraemos la gráfica que a continuación se muestra, donde podemos apreciar como ha sido la evolución de los precios finales en el cliente y en el mercado mayorista (pool).

[12] www.ine.es/prensa/ipca_prensa.htm

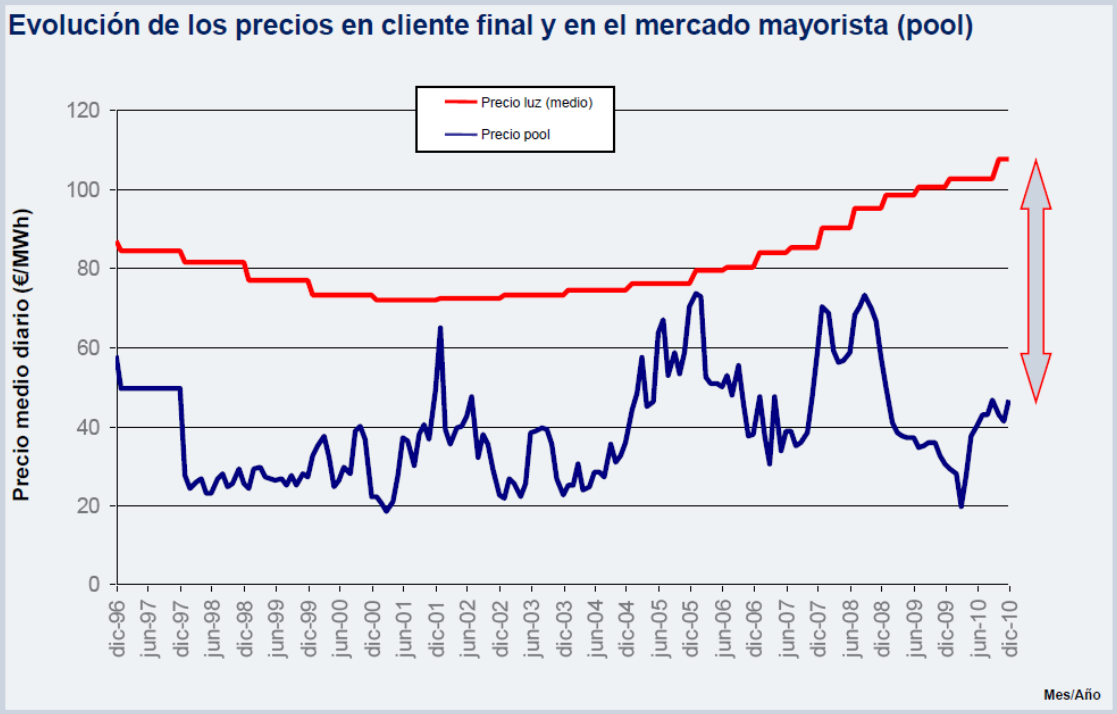


Figura 130: Evolución precios electricidad en cliente final y pool
Fuente: ENDESA
http://catedrasempresa.esi.us.es/endesared/documentos/Jornada%20CPVEE/Jor_CPVEE_CASAS.pdf

De la gráfica anterior estimamos que la evolución de los precios en cliente final en los último 5 años (desde junio de 2005 hasta junio de 2010) ha pasado de unos 75 €/MWh del 2005 hasta 105 €/MWh del 2010, esto es una media de incremento de tarificación del 6,7% anual, del mismo modo operamos para obtener el porcentaje medio de subida para los últimos 14 años (desde diciembre de 1996 hasta diciembre de 2010 y obtenemos una cifra de 1,5%. Aunque, tal y como se encuentra el mercado eléctrico en la actualidad, con toda probabilidad, la tendencia del incremento de los precios seguirá la pendiente de los últimos años (6,7%), para ser conservadores, escogeremos una pendiente para el incremento de los precios de tarificación en la factura de consumo eléctrico a largo plazo del 1,5% de subida media anual en los 35 años de vida estimada de la instalación.

- **La tasa de descuento (r):** También llamada tasa de interés o costo de oportunidad, es la rentabilidad a la que se renuncia al invertir en el proyecto en vez de invertir en una alternativa segura, libre de riesgo. En la evaluación de proyectos de inversión, adquiere especial importancia la determinación de la tasa de descuento o capitalización a aplicar en la valoración. La utilización de esta tasa permite alcanzar dos objetivos:

  - Homogeneizar los flujos netos de caja en el tiempo. En este sentido, cabe apuntar que la existencia de varios flujos netos de caja obtenidos en distintos períodos temporales obliga a que éstos sean actualizados o considerados en el mismo momento de tiempo.

▪ Servir de índice o tasa de rentabilidad mínima deseada o exigida por el inversor.

Hoy por hoy, durante ésta etapa de la crisis, las inversiones más seguras las encontramos en los depósitos o pagarés bancarios donde podemos encontrar rentabilidades entorno al 3%, añadiremos una cuota de riesgo del 1% y situaremos una tasa de descuento de **r = 0,04.**

- **Financiación ajena:** Es la parte de la inversión total que será financiada por una entidad bancaria. Las tecnologías de energía solar fotovoltaica menores de 100 kWp. dispondrán de una financiación máxima del **80 %.**
- **Interés de la financiación (i):** Es el tipo de interés al que deberá devolverse el dinero prestado por la entidad financiera. El interés suele ser variable referenciado al Euribor actual más un punto porcentual con revisión anual.
- **Periodo de amortización del préstamo:** Es el periodo máximo concedido por la entidad financiera para devolver la amortización del préstamo más los intereses creados por ella.
- **Periodo de amortización de la inversión:** De acuerdo con el Real Decreto 1777/2004 de 30 de Julio por el que se aprueba el Reglamento del Impuesto sobre Sociedades (RIS), en su artículo 2.5 expone que: las tablas de amortización oficialmente aprobadas y las instrucciones para su aplicación son las que constan como anexo de este Reglamento. La instrucción tercera para la aplicación de la tabla de amortización señala que cuando un elemento amortizable no tuviere fijado específicamente un coeficiente lineal de amortización en su correspondiente grupo o, en caso de no existir éste, agrupación de actividad, sin que pueda ser calificado entre los comunes, el sujeto pasivo aplicará el coeficiente lineal de las tablas del elemento que figure en las mismas y que más se asimile a aquel elemento. En su defecto el coeficiente lineal máximo de amortización aplicable será del 10 por 100 y el período máximo de veinte años. Los elementos patrimoniales de la instalación solar fotovoltaica no tienen asignados coeficientes de amortización, tampoco figuran entre los elementos comunes encontrándose elementos similares a ellos en el grupo 151 de las tablas de amortización del RIS, sin que puedan tener esta consideración las centrales eólicas del subgrupo 4. Por tanto, las centrales fotovoltaicas de producción de energía eléctrica, definidas como instalaciones tendentes a la generación de energía eléctrica mediante paneles solares fotovoltaicos, **podrán amortizarse aplicando un coeficiente lineal máximo del 10 por 100, con un periodo máximo de amortización de 20 años.** Si la depreciación efectiva fuese superior a la resultante de aplicar dichos coeficientes, el sujeto pasivo podrá deducir el exceso de amortización, siempre que justifique la efectividad de la depreciación.
- **Costes de mantenimiento:** El coste estimado para el mantenimiento de las instalaciones es **despreciable** puesto que se pretende realizar dicho mantenimiento por el propio personal de mantenimiento de la empresa propietaria de la instalación.
- **Coste anual del seguro:** Este coste ascenderá a la cantidad de **1200 €** el primer año con un incremento anual correspondiente al IPC para el año en curso.

- **Impuesto de sociedades:** Según la Ley 35/2006 de 28 de Noviembre, en su título XIII, artículo 108 y en el apartado 11 de su disposición final segunda expone: que se añade una disposición adicional octava al texto refundido de la ley del impuesto sobre sociedades aprobado por Real Decreto legislativo 4/2004 de 5 de Marzo por el que se aprueba que el tipo de gravamen establecido en el apartado 1 del artículo 28 de ésta ley será del **30 %** para los periodos impositivos iniciados a partir del 1 de Enero de 2008.
- **Deducción impuesto sociedades:** Según la Ley 35/2006 de 28 de Noviembre, en su título XIII, artículo 108 y en el apartado 14 de su disposición final segunda expone: que se añade una disposición adicional décima al texto refundido de la ley del impuesto sobre sociedades aprobado por Real Decreto legislativo 4/2004 de 5 de Marzo por el que se aprueba una reducción en las deducciones de la cuota íntegra del Impuesto sobre Sociedades que se determinará multiplicando los porcentajes de deducción establecidos en dichos artículos por un coeficiente que para el caso de instalaciones iniciadas a partir de 2010 será de 0.2. El porcentaje de deducción sobre Impuestos de Sociedades al que se hace referencia en el artículo 39.3.a del Real Decreto legislativo 4/2004 de 5 de Marzo es del 10 % por lo que la deducción final a aplicar será de 10*0,2= **2 %.**
- **Valor residual:** Se estima que el valor residual de la instalación al cabo de los 35 años de vida útil sería del 10 % del total de la inversión menos el coste de los módulos fotovoltaicos y del inversor por ser éstos los únicos componentes que quedarían completamente inservibles al cabo de transcurrir los 35 años de vida útil estimada.

2.11.2.2 Estudio de rentabilidad.

Con los parámetros utilizados como datos de entrada y aplicando las fórmulas de los criterios de análisis de rentabilidad citados, se ha confeccionado una hoja de cálculo (Excel) con el objeto de poder realizar variaciones de éstas y observar en qué grado afectan en el entorno de la inversión.

En España el I.V.A. de una instalación de este tipo es retornable el primer año (en un plazo de entre seis y doce meses) y supone un 21% de la inversión, por lo que se deben adelantar 21365,66 € en concepto de dicho IVA.

Los datos de entrada utilizados para la elaboración del estudio económico son los siguientes:

DATOS		
Inversión total	**[€]**	106.828,32
Recursos propios (100%)	**[€]**	106.828,32
IVA soportado (1er año)	**[€]**	21.365,66
Producción anual estimada	**[kW.h/año]**	78.900
Vida útil de la instalación	**[años]**	35
Periodo de amortización Inversión	**[años]**	10
Valor residual del negocio	**[€]**	5850,43
Tasa de descuento	**[%]**	4
Impuesto sociedades	**[%]**	30
Deducción sobre cuota íntegra del Impuesto Sociedades	**[%]**	2
Prima de tarificación (1er año)	**[€/kW.h]**	0,11
subida tarificación eléctrica anual	**[%]**	1,5
Financiación	**[€]**	0
Tipo de interés	**[%]**	0
Periodo amortización Préstamo	**[años]**	0
Costes de mantenimiento	**[€/año]**	0
Subida anual costes de mantenimiento	**[%]**	3,5
Coste del seguro	**[€/año]**	1.200
Subida anual coste del seguro	**[%]**	3,5

Tabla 52: Datos de entrada para la obtención del estudio económico.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

PERDIDAS Y GANANCIAS											
A		**Periodo [años]**	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
B		Eficiencia		1,000	0,991	0,982	0,973	0,964	0,955	0,945	0,936
C	$(1+0{,}015)^{(A-1)}$	Tasa reval. tarif.		1,0000	1,0150	1,0302	1,0457	1,0614	1,0773	1,0934	1,1098
		INGRESOS									
D	[E+F+G]	**IMPORTE NETO**		**8679,00**	**31162,98**	**8778,75**	**8827,93**	**8876,61**	**8924,76**	**8972,36**	**9019,38**
E		Venta Energía		8679,00	8729,10	8778,75	8827,93	8876,61	8924,76	8972,36	9019,38
F	[P*0,02]	Deducción Imp.Sociedades		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
G		Devolución IVA		0,00	22433,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		GASTOS									
H	[I+J+K+L]	**TOTAL GASTOS**		**34316,68**	**11924,80**	**11968,27**	**12013,26**	**12059,83**	**12108,02**	**12157,91**	**12209,54**
I		Seguro		1200,00	1242,00	1285,47	1330,46	1377,03	1425,22	1475,11	1526,74
J		Amortizaciones		10682,80	10682,80	10682,80	10682,80	10682,80	10682,80	10682,80	10682,80
K		IVA		22433,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
L	[M+N]	Gastos financieros		**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
M		Intereses del préstamo		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N		Amortización préstamo.		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		RESULTADOS DEL EJERCICIO									
O	[D-F-H+N]	**BAI**		**-25637,68**	**19238,18**	**-3189,52**	**-3185,33**	**-3183,22**	**-3183,26**	**-3185,55**	**-3190,16**
P	[O*0,3]	Impuesto Sociedades		-7691,30	-1919,85	-2876,70	-3832,30	-4787,27	-5742,25	-6697,91	-7654,96
Q	[O-P+F]	BN		-25637,68	13466,73	-2232,66	-2229,73	-2228,25	-2228,28	-2229,88	-2233,11
R	[Q+J-N]	CFN	-106828,00	-14954,88	24149,53	8450,14	8453,07	8454,55	8454,52	8452,92	8449,69
S	$[R_A+S_{A-1}]$	CF Acumulado	-106828,00	-121782,88	-97633,35	-89183,21	-80730,15	-72275,60	-63821,09	-55368,17	-46918,48
T	$[(1+r)^A]$	Tasa de actualización	1,0000	1,0400	1,0816	1,1249	1,1699	1,2167	1,2653	1,3159	1,3686
U_A	[R/T]	CF Actualizado		-14379,69	22327,60	7512,14	7225,72	6949,02	6681,73	6423,52	6174,11
V_A	$[U_A+V_{A-1}]$	**VAN**	-106828	**-121207,69**	**-98880,10**	**-91367,95**	**-84142,24**	**-77193,22**	**-70511,49**	**-64087,97**	**-57913,86**

PERDIDAS Y GANANCIAS											
A		**Periodo [años]**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**
B		Eficiencia	0,927	0,918	0,909	0,900	0,892	0,885	0,877	0,869	0,862
C	$(1+0{,}015)^{(A-1)}$	Tasa reval. tarif.	1,1265	1,1434	1,1605	1,1779	1,1956	1,2136	1,2318	1,2502	1,2690
		INGRESOS									
D	[E+F+G]	**IMPORTE NETO**	**9065,79**	**9111,56**	**9156,67**	**9201,08**	**9259,27**	**9317,14**	**9406,53**	**9476,35**	**9533,02**
E		Venta Energía	9065,79	9111,56	9156,67	9201,08	9259,27	9317,14	9374,67	9431,82	9488,58
F	[P*0,02]	Deducción Imp.Sociedades	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31,87	44,53	44,45
G		Devolución IVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		GASTOS									
H	[I+J+K+L]	**TOTAL GASTOS**	**12262,97**	**12318,28**	**1692,72**	**1751,96**	**1813,28**	**1876,75**	**1942,43**	**2010,42**	**2080,78**
I		Seguro	1580,17	1635,48	1692,72	1751,96	1813,28	1876,75	1942,43	2010,42	2080,78
J		Amortizaciones	10682,80	10682,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
K		IVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
L	[M+N]	Gastos financieros	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
M		Intereses del préstamo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N		Amortización préstamo.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		RESULTADOS DEL EJERCICIO									
O	[D-F-H+N]	**BAI**	**-3197,18**	**-3206,72**	**7463,95**	**7449,11**	**7445,99**	**7440,39**	**7432,23**	**7421,40**	**7407,79**
P	[O*0,3]	Impuesto Sociedades	-8614,12	-9576,13	-7336,95	-5102,21	-2868,42	-636,30	1593,37	2226,42	2222,34
Q	[O-P+F]	BN	-2238,03	-2244,70	5224,76	5214,38	5212,19	5208,28	5234,43	5239,51	5229,90
R	[Q+J-N]	CFN	8444,77	8438,10	5224,76	5214,38	5212,19	5208,28	5234,43	5239,51	5229,90
S	$[R_A+S_{A-1}]$	CF Acumulado	-38473,71	-30035,61	-24810,85	-19596,47	-14384,27	-9176,00	-3941,57	1297,94	6527,84
T	$[(1+r)^A]$	Tasa de actualización	1,4233	1,4802	1,5395	1,6010	1,6651	1,7317	1,8009	1,8730	1,9479
U_A	[R/T]	CF Actualizado	5933,18	5700,48	3393,91	3256,89	3130,31	3007,65	2906,49	2797,42	2684,89
V_A	$[U_A+V_{A-1}]$	**VAN**	**-51980,68**	**-46280,20**	**-42886,29**	**-39629,41**	**-36499,10**	**-33491,45**	**-30584,96**	**-27787,54**	**-25102,65**

PERDIDAS Y GANANCIAS											
A		**Periodo [años]**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**	**26**
B		Eficiencia	0,854	0,846	0,838	0,831	0,823	0,815	0,808	0,800	0,792
C	$(1+0{,}015)^{(A-1)}$	Tasa reval. tarif.	1,2880	1,3073	1,3270	1,3469	1,3671	1,3876	1,4084	1,4295	1,4509
		INGRESOS									
D	[E+F+G]	**IMPORTE NETO**	**9589,26**	**9645,04**	**9700,33**	**9755,10**	**9809,32**	**9862,97**	**9916,02**	**9968,44**	**10020,19**
E		Venta Energía	9544,91	9600,81	9656,23	9711,16	9765,56	9819,40	9872,67	9925,32	9977,34
F	[P*0,02]	Deducción Imp.Sociedades	44,35	44,23	44,10	43,94	43,77	43,57	43,35	43,11	42,85
G		Devolución IVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		GASTOS									
H	[I+J+K+L]	**TOTAL GASTOS**	**2153,61**	**2228,99**	**2307,00**	**2387,75**	**2471,32**	**2557,81**	**2647,34**	**2739,99**	**2835,89**
I		Seguro	2153,61	2228,99	2307,00	2387,75	2471,32	2557,81	2647,34	2739,99	2835,89
J		Amortizaciones	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
K		IVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
L	[M+N]	Gastos financieros	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
M		Intereses del préstamo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N		Amortización préstamo.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		RESULTADOS DEL EJERCICIO									
O	[D-F-H+N]	**BAI**	**7391,30**	**7371,82**	**7349,23**	**7323,41**	**7294,24**	**7261,59**	**7225,33**	**7185,33**	**7141,44**
P	[O*0,3]	Impuesto Sociedades	2217,39	2211,55	2204,77	2197,02	2188,27	2178,48	2167,60	2155,60	2142,43
Q	[O-P+F]	BN	5218,26	5204,51	5188,56	5170,33	5149,73	5126,68	5101,08	5072,84	5041,86
R	[Q+J-N]	CFN	5218,26	5204,51	5188,56	5170,33	5149,73	5126,68	5101,08	5072,84	5041,86
S	$[R_A+S_{A-1}]$	CF Acumulado	11746,10	16950,61	22139,16	27309,49	32459,22	37585,91	42686,99	47759,83	52801,69
T	$[(1+r)^A]$	Tasa de actualización	2,0258	2,1068	2,1911	2,2788	2,3699	2,4647	2,5633	2,6658	2,7725
U_A	[R/T]	CF Actualizado	2575,88	2470,28	2367,99	2268,91	2172,96	2080,03	1990,04	1902,91	1818,54
V_A	$[U_A+V_{A-1}]$	**VAN**	**-22526,77**	**-20056,49**	**-17688,50**	**-15419,59**	**-13246,63**	**-11166,60**	**-9176,56**	**-7273,65**	**-5455,11**

PERDIDAS Y GANANCIAS											
A		**Periodo [años]**	**27**	**28**	**29**	**30**	**31**	**32**	**33**	**34**	**35**
B		Eficiencia	0,785	0,777	0,769	0,762	0,754	0,746	0,738	0,731	0,723
C	$(1+0,015)^{(A-1)}$	Tasa reval. tarif.	1,4727	1,4948	1,5172	1,5400	1,5631	1,5865	1,6103	1,6345	1,6590
		INGRESOS									
D	[E+F+G]	**IMPORTE NETO**	**10071,24**	**10121,56**	**10171,12**	**10219,88**	**10267,81**	**10314,87**	**10361,02**	**10406,23**	**10450,45**
E		Venta Energía	10028,68	10079,31	10129,21	10178,34	10226,66	10274,14	10320,74	10366,43	10411,17
F	[P*0,02]	Deducción Imp.Sociedades	42,56	42,25	41,91	41,54	41,15	40,73	40,28	39,79	39,28
G		Devolución IVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		GASTOS									
H	[I+J+K+L]	**TOTAL GASTOS**	**2935,15**	**3037,88**	**3144,21**	**3254,25**	**3368,15**	**3486,04**	**3608,05**	**3734,33**	**3865,03**
I		Seguro	2935,15	3037,88	3144,21	3254,25	3368,15	3486,04	3608,05	3734,33	3865,03
J		Amortizaciones	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
K		IVA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
L	[M+N]	Gastos financieros	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**
M		Intereses del préstamo	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N		Amortización préstamo.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		RESULTADOS DEL EJERCICIO									
O	[D-F-H+N]	**BAI**	**7093,53**	**7041,43**	**6985,00**	**6924,08**	**6858,50**	**6788,10**	**6712,69**	**6632,10**	**6546,14**
P	[O*0,3]	Impuesto Sociedades	2128,06	2112,43	2095,50	2077,22	2057,55	2036,43	2013,81	1989,63	1963,84
Q	[O-P+F]	BN	5008,03	4971,25	4931,41	4888,40	4842,10	4792,40	4739,16	4682,26	4621,57
R	[Q+J-N]	CFN	5008,03	4971,25	4931,41	4888,40	4842,10	4792,40	4739,16	4682,26	4621,57
S	$[R_A+S_{A-1}]$	CF Acumulado	57809,72	62780,97	67712,38	72600,78	77442,89	82235,29	86974,45	91656,71	96278,29
T	$[(1+r)^A]$	Tasa de actualización	2,8834	2,9987	3,1187	3,2434	3,3731	3,5081	3,6484	3,7943	3,9461
U_A	[R/T]	CF Actualizado	1736,87	1657,80	1581,26	1507,19	1435,49	1366,11	1298,98	1234,02	1171,18
V_A	$[U_A+V_{A-1}]$	**VAN**	**-3718,24**	**-2060,44**	**-479,17**	**1028,01**	**2463,50**	**3829,61**	**5128,59**	**6362,61**	**7533,79**

Tabla 53: Cuenta de resultados.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

A continuación se definen los parámetros calculados y su procedimiento de cálculo para la obtención de la tabla de resultados del estudio económico.

- **Eficiencia de los módulos:** Este dato lo proporciona el fabricante de los módulos fotovoltaicos en su hoja de características donde ofrecen un mínimo de 12 años de garantía con un rendimiento del 90% de la potencia inicial y 25 años con un rendimiento mínimo del 80% de la potencia total.
- **Venta de energía:** Son los ingresos anuales que proporciona la venta de la energía inyectada a la red y la obtenemos de la siguiente forma:

Venta de energía= Producción anual*Eficiencia*Tasa tarificación.

- **Intereses del préstamo:** Es la cuantía anual que se produce a consecuencia de la deuda contraída con la financiación del capital. Para el cálculo de los intereses anuales devengados se utiliza la siguiente fórmula:

$$I = \left[C_f - A \cdot (n-1)\right] \cdot i$$

Ecuación 67: Interés financiero anual.

Donde:

I: Interés anual a satisfacer
C_f: Capital financiado
A:Amortización de la deuda
i: Tasa del interés financiero en tanto por uno.
n: Orden cronológico del año a calcular.

- **BAI (Beneficio Antes de Impuestos):** Es el beneficio que se obtiene antes de gravar los impuestos. Se calcula de la siguiente manera:

BAI= Ingresos - Deducción impuesto sociedades - Gastos

- **BN (Beneficio Neto después de impuestos):** Es el beneficio que se obtiene una vez pagados los impuestos correspondientes. Se calcula de la siguiente manera:

BN= Ingresos-Gastos-Impuesto sociedades +A_{inv}

Donde:

A_{inv}: Amortización de la inversión

- **CFN (Cas flow neto):** O **f**lujo de caja neto en Español. Es la acumulación neta de activos líquidos en el periodo de un año o, lo que es lo mismo, los flujos de entradas y salidas de dinero en todo el periodo de un año. Es preciso considerar que el cálculo de los flujos de tesorería de un proyecto de inversión se realiza a partir de los cobros y pagos estimados para cada periodo de tiempo, a diferencia de los ingresos y gastos que dan lugar al beneficio del periodo. En definitiva, los

flujos de tesorería se refieren a la materialización en efectivo de dichos ingresos y gastos. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$\mathbf{CFN = BN + A_{inv} - A_p}$$

Donde:

A_p: Amortización del préstamo financiero.

Para calcular el CF se le suma la amortización de la inversión que previamente se ha descontado en el BAI y restar la amortización del préstamo por ser un gasto financiero que hace disminuir el flujo de caja.

- **CFA (Cash Flow Acumulado):** Es la cantidad acumulada de los CFN de cada ejercicio. Sirve para estudiar la cantidad y forma de financiación en cada caso.

$$CFA = -C_p + \sum_{i=0}^{n} CFN_i$$

Ecuación 68: Cas Flow Acumulado (CFA).

Donde:

C_p: Capital propio aportado (generalmente se imputa el primer año)

- **VAN (Valor actual Neto):** Es la suma de todos sus flujos netos de caja actualizados al momento inicial a una tasa de actualización o de descuento (r).

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=0}^{n} \frac{CFN_i}{(1+r)^n}$$

Ecuación 69: Valor Actual Neto (VAN).

Donde:

C_0 : Capital total invertido

2.11.3 Análisis de resultados.

Puesto que cualquier modelo matemático es una simplificación de la realidad, no existe ninguno que pueda tener en cuenta a la vez, todos los aspectos de una inversión, aunque un buen análisis debe combinar los principales.(V.A.N., T.I.R., y plazo de recuperación).

De la Tabla 52 (cuenta de resultados) extraemos los indicadores de rentabilidad para el proyecto para una vida útil de 25, 30 y 35 años, ya que, como se ha explicado en el apartado anterior, los fabricantes de los módulos fotovoltaicos ofrecen garantía de sus módulos para 25 años pero también está más que demostrado que, como mínimo, pueden aguantar 35 años sin producir pérdidas de eficiencia importantes (se calcula que a los 35 años aún pueden ofrecer una eficiencia mínima del 70%).

AÑOS	VAN [€]	TIR [%]	ICB	PR
25	-7273,65	3,31	0,93	15,75
30	1028,01	4,09	1,01	
35	7533,79	4,56	1,07	

Tabla 54: Resultados del estudio económico.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

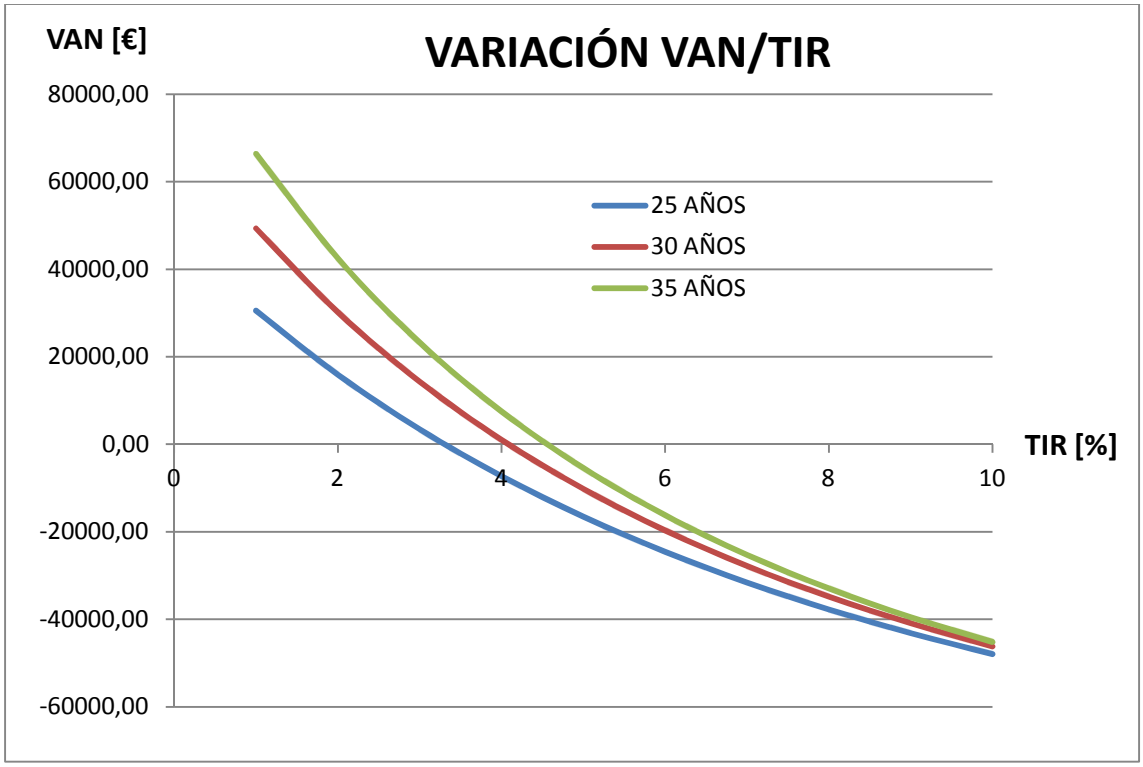


Figura 131: Gráfica de comparación VAN/TIR.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

En la gráfica anterior se muestra el VAN correspondiente a cada TIR en los tres supuestos contemplados (25, 30 y 35 años de vida útil de la instalación). En él se puede apreciar que el TIR más alto, que hace que el valor del VAN sea cero, corresponde a la curva de 35 años de vida útil para la instalación y es de un 4,56% lo que nos indica una tasa de rentabilidad muy baja ya que es ligeramente superior a la tasa de interés o tasa de rentabilidad mínima deseable para la instalación determinada en un 4%. Este dato ya es suficientemente significativo para indicarnos que la rentabilidad de la instalación va a ser muy baja pero ,a pesar de todo, continuamos con el análisis tomando como vida útil de la instalación de 35 años.

AÑOS	VAN [€]	TIR [%]	ICB	PR [AÑOS]
35	7533,79	4,56	1,07	15,75

Tabla 55: Resultados del estudio económico a 35 años.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Para ilustrar un poco más la información podemos ayudarnos de gráficos como el siguiente, que muestra visualmente la evolución de los flujos netos de caja (CFN), y actualizados (CFACT) desde el año uno hasta el año 35 estimado como vida útil de la instalación.

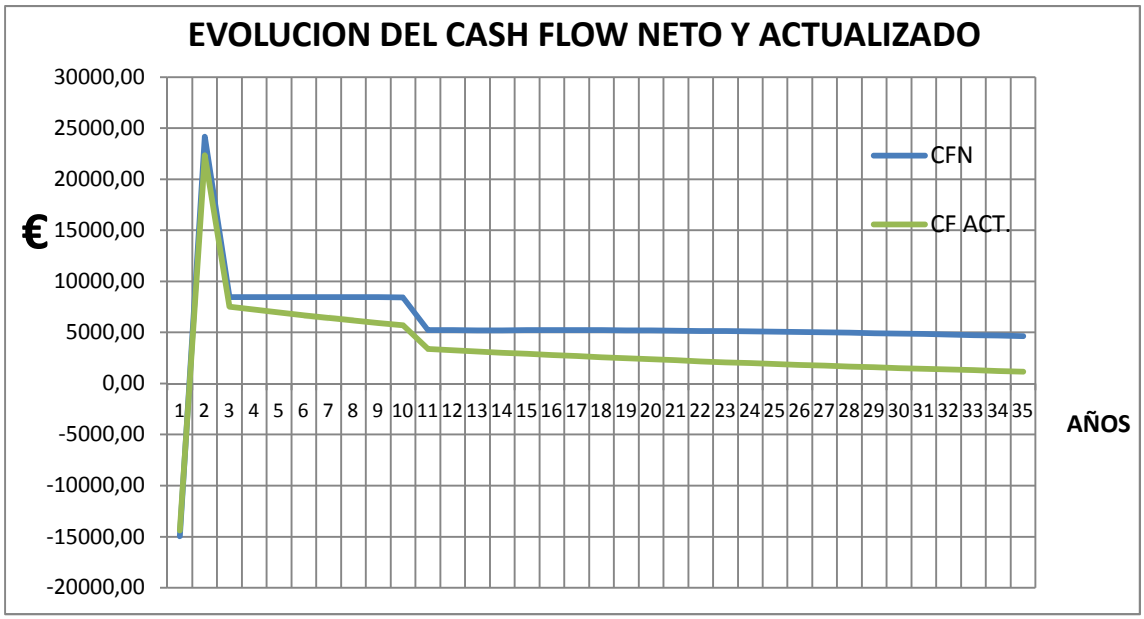


Figura 132: Gráfica de evolución del cash-flow neto y actualizado.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

En la curva del CFN se pueden distinguir dos épocas diferentes, la primera está comprendida entre el año 1 y el 10 donde tendremos unos ingresos constantes que van desde -14.954 € del año 1 hasta 8.438 € del año 10, con la salvedad de que en el año 2 tenemos un pico de ingresos hasta los 24.149 €, que son motivados por el cobro de la devolución del IVA soportado por la inversión. Entre los años 11 y 35 se produce un bajón desde los 5.224 € del año 11 hasta los 4.621 € del año 35, éste escalón está motivado por el fin de la amortización de la inversión en el año 10 y, a consecuencia de esto, comenzar a abonar el impuesto de sociedades que, hasta el año 10, se venía compensando con los beneficios del ejercicio posterior.

En la curva del cash flow actualizado se observa que la pendiente de ésta se hace cada vez más negativa con respecto a la del cash flow neto, esto es un indicativo de que el incremento de las ganancias generadas por la instalación se van haciendo más pequeñas en relación al incremento del coste de la vida según van transcurriendo los años o, dicho de otra forma, a medida que van transcurriendo los años los beneficios generados por la instalación son más pequeños.

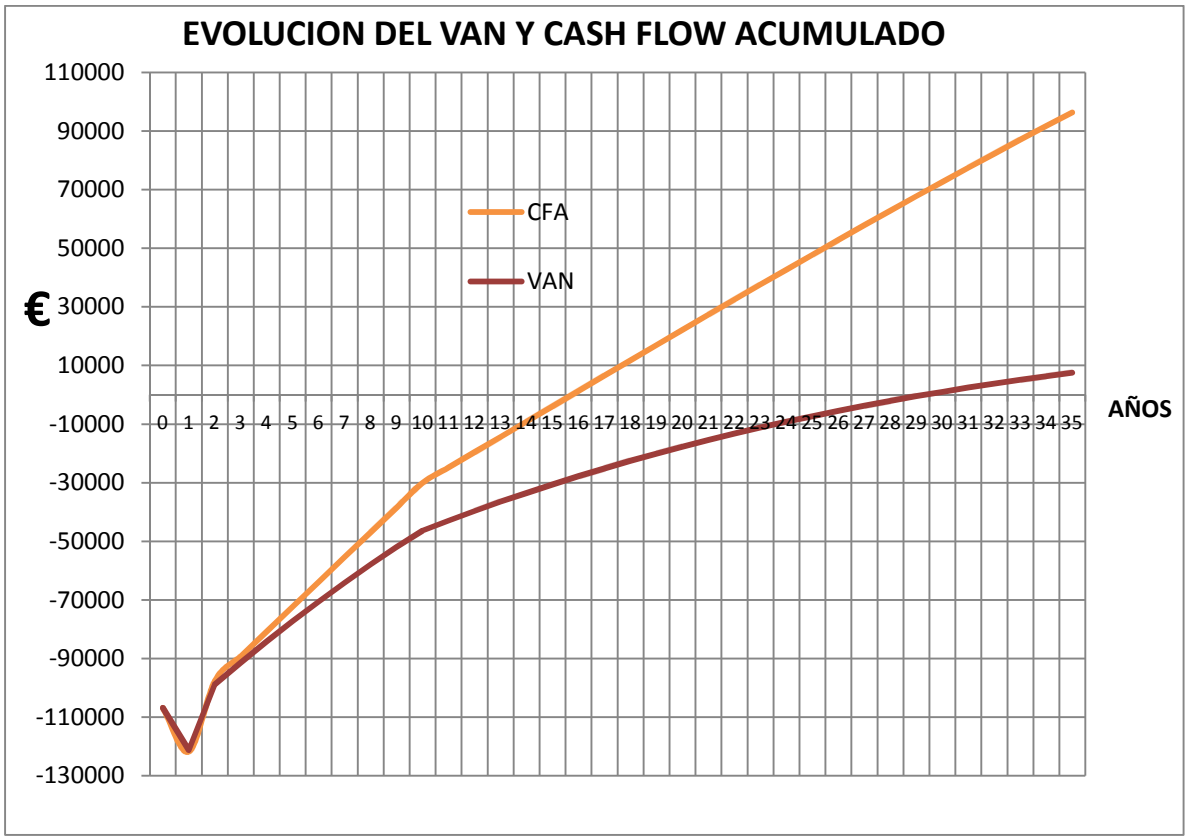


Figura 133: Gráfica de evolución del VAN y CFA.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

La curva de los movimientos de caja acumulados (CFA) nos da la información de la pendiente de crecimiento de los ingresos y además, nos indica el año en el que se inicia el plazo de recuperación del dinero aportado como recurso propio si observamos el cruce de la línea con el cero de ordenadas.(15,75 años) En ésta curva también podemos observar las mismas épocas que en la curva del CFN si observamos cómo cambian las pendientes correspondientes a cada época por idénticos motivos.

Por último, la curva correspondiente al VAN nos indica a partir de qué año comienza a dar rentabilidad la inversión si observamos el punto de intersección entre esta y la línea cero de ordenadas, esto se produce durante el año 29. Del mismo modo observamos las dos épocas diferenciadas al igual que en las anteriores gráficas.

Otro indicador de rentabilidad para el proyecto sería el **Índice Coste Beneficio (ICB)**. Se define como el cociente entre la suma de los CFA según una tasa de descuento (r) y la inversión (C_0).

$$ICB = \frac{\sum_{i=0}^{n} \frac{CFN_i}{(1+r)^n}}{C_0} = \frac{VAN + C_0}{C_0} = \frac{7.533{,}79 + 106.828{,}32}{106.828{,}32} = 1{,}07$$

Ecuación 70: Índice del Coste Beneficio (ICB).

El ICB para el proyecto que resulta es de 1,07 esto quiere decir que por cada Euro invertido hoy, obtendríamos 1,07 € actualizados a día de hoy o, lo que es lo mismo, una rentabilidad bruta del 7% de la inversión.

Conclusión final:

Como se puede ver ninguno de los criterios se puede aplicar todo el tiempo y a todas las situaciones. De hecho, es probable que se tenga que aplicar más de uno para evaluar un conjunto cualquiera de proyectos. A manera de resumen se puede decir que los criterios que se basan en el valor actual (VAN) se adaptan a las empresas que tienen como fin maximizar el patrimonio, mientras que los que se basan en el rendimiento (TIR) se adaptan mejor cuando el objetivo es la maximización de utilidades. Se considera que los dos criterios de evaluación más sofisticados son el VAN y la TIR y entre estos consideran que el VAN es superior en todos los casos a la TIR. Por tanto estos dos criterios como los demás expuestos anteriormente, más que ser sustitutivos entre si son complementarios, ya que en muchos casos miden diferentes aspectos de la inversión y se relacionan con objetivos distintos de la empresa que emprende los proyectos.

Si analizamos la inversión por el criterio del VAN podemos concluir que la inversión sale rentable al obtener un valor del VAN mayor que 0, siendo la inversión más atractiva cuanto mayor sea el valor del VAN obtenido.

Si lo analizamos a través del criterio del TIR observamos que el TIR obtenido (4,56) es sensiblemente superior a la tasa de interés o tasa de rentabilidad mínima deseable para la instalación determinada en un 4% y obtenido sin correr riesgo alguno. Esto nos deja un margen de seguridad de 0,56% sobre la tasa de descuento que previamente la hemos fijado con un margen mínimo de seguridad de un 1% por lo que el margen de seguridad final obtenido sería de un 1,56% que se antoja muy bajo para abordar una inversión tan importante y un plazo tan largo de recuperación.

Después de analizar todos los indicadores de rentabilidad del proyecto y por las razones antes mencionadas, se concluye como un **proyecto económicamente no viable**.

2.11.4 Análisis de sensibilidad.

El **análisis de sensibilidad** es un término financiero, muy utilizado en el mundo de la empresa a la hora de tomar decisiones de inversión, que consiste en calcular los nuevos flujos de caja y el VAN (en un proyecto, en un negocio, etc...), al cambiar una variable (la inversión inicial, la duración, los ingresos, la tasa de crecimiento de los ingresos, los costes, etc....). De este modo teniendo los nuevos flujos de caja y el nuevo VAN podremos calcular o mejorar nuestras estimaciones sobre el proyecto que vamos a comenzar en el caso de que esas variables cambiasen o existiesen errores iniciales de apreciación por nuestra parte en los datos obtenidos inicialmente.

En este caso, en concreto, no sería necesario realizar un análisis de sensibilidad ya que la razón de dicho análisis es determinar los factores que más incertidumbre aportarían en el caso de abordar un proyecto de inversión, pero no obstante, vamos a realizar dicho análisis con la esperanza de que en un futuro cambie la normativa que regula éste tipo

de instalaciones fotovoltaicas en su favor, de manera que, simplemente cambiando los datos, el presente documento pueda pasar de ser inservible, como es en la actualidad, a ser de utilidad en un futuro.

Los criterios de evaluación mencionados hasta ahora para calcular la rentabilidad del proyecto no son exactos ya que solamente están indicando uno de los posibles escenarios del proyecto

Hay que tener en cuenta que los cambios del entorno y de las variables estimadas son imposibles de predecir con exactitud. Por ejemplo, puede ocurrir que los ingresos generados por la venta de la energía generada, una vez que se inaugure la planta solar, sean menores que los estimados, o que la estimación de los costes iniciales no fuera la correcta, etc.

Por lo tanto, la decisión de invertir o no en este proyecto no debería basarse solamente en el cálculo del VAN realizado previamente, sino en la comprensión del origen de la rentabilidad del proyecto y del posible cambio en las variables estimadas.

La finalidad del análisis de sensibilidad consiste en mejorar la calidad de la información para que el inversor tenga una herramienta adicional para decidir si invierte o no en el proyecto.

En un proyecto individual, la sensibilidad debe hacerse con respecto a los parámetros más inciertos. Es importante visualizar qué variables tienen mayor efecto en el resultado frente a distintos grados de error, en su estimación permite decidir acerca de la necesidad de realizar estudios más profundos de esas variables, para mejorar las estimaciones y reducir el grado de riesgo por error.

Dependiendo del número de variables que se sensibilicen en forma simultánea, el análisis puede clasificarse como unidimensional o multidimensional. En el análisis unidimensional, la sensibilización se aplica a una sola variable, mientras que en el multidimensional, se examinan los efectos sobre los resultados que se producen por la incorporación de variables simultáneas en dos o más variables relevantes.

2.11.4.1 Análisis del punto de equilibrio

Aquí se evaluará hasta qué punto pueden cambiar las variables del proyecto hasta que el VAN del proyecto sea cero. Es un análisis unidimensional, o sea que se estudia una variable por vez, manteniendo todas las demás constantes.

Para una primera aproximación se ha utilizado la tabla de cálculo confeccionada para obtener la cuenta de resultados (Tabla 52), en la que se ha iterado modificando uno por uno el valor de las variables que intervienen y dejando el resto sin modificar, de éste modo se ha obtenido el valor crítico de las variables que hacen que el VAN de la inversión sea cero, poniendo en peligro la viabilidad del proyecto.

A continuación se mencionan las variables más relevantes en cuanto a la influencia que tienen para que el VAN del proyecto se haga cero o, lo que es lo mismo, las variables

más sensibles del proyecto y su grado de sensibilidad. Una variable será más sensible cuanto menor sea el porcentaje de variación.

VARIABLE	UNIDAD	VALOR ACTUAL	VALOR CRITICO	VARIACION [%]
Coste inicial	€	106828	115641	+8,24
Producción anual	kW.h	78900	74163	-6
Tasa de descuento	%	4	4,56	+14
Prima tarificación	€/kWh	0,11	0.103	-6,3

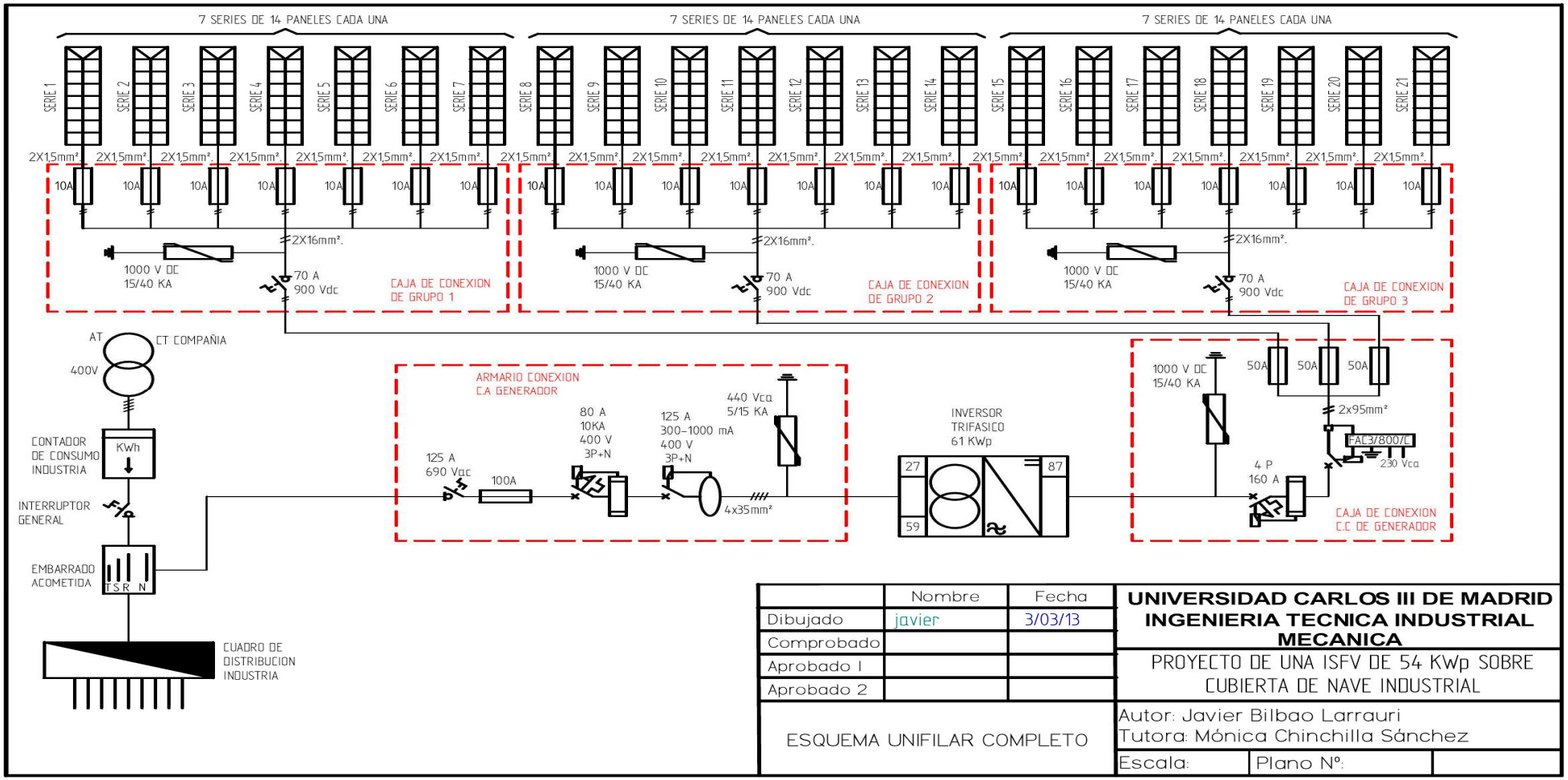
Tabla 56: Valor crítico y variación de las variables más sensibles.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.

Como se puede observar, la variable más sensible del proyecto es la producción anual de energía seguida de la Prima de tarificación de manera que si la producción anual de energía disminuye hasta el 6 % del valor de partida o la Prima de tarificación disminuye en un 6,3 % del valor estimado inicialmente el proyecto ya no sería rentable pero, además, podría ocurrir que la inflación supere en un 14 % a la tasa de descuento y el coste inicial calculado para la inversión se supere en un 8,24 % al calculado.

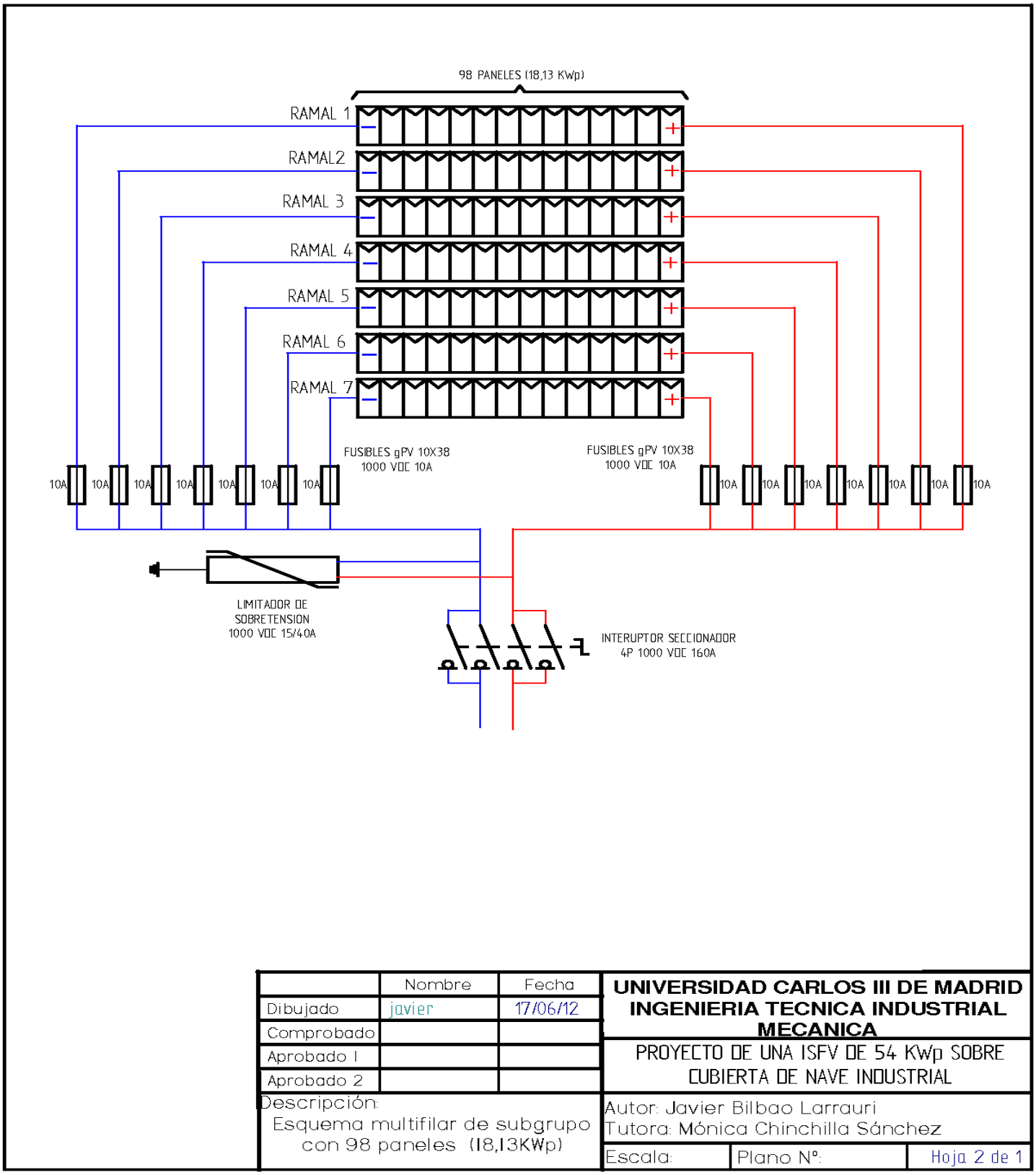
La probabilidad de que se cumpla cualquiera de los supuestos anteriores individualmente sería muy alta debido a la variabilidad de todos ellos pero, además de esto es posible que se pueda dar una combinación de algunos de ellos o incluso de todos ellos por lo que definitivamente concluimos en que el proyecto es inviable.

3 PLANOS

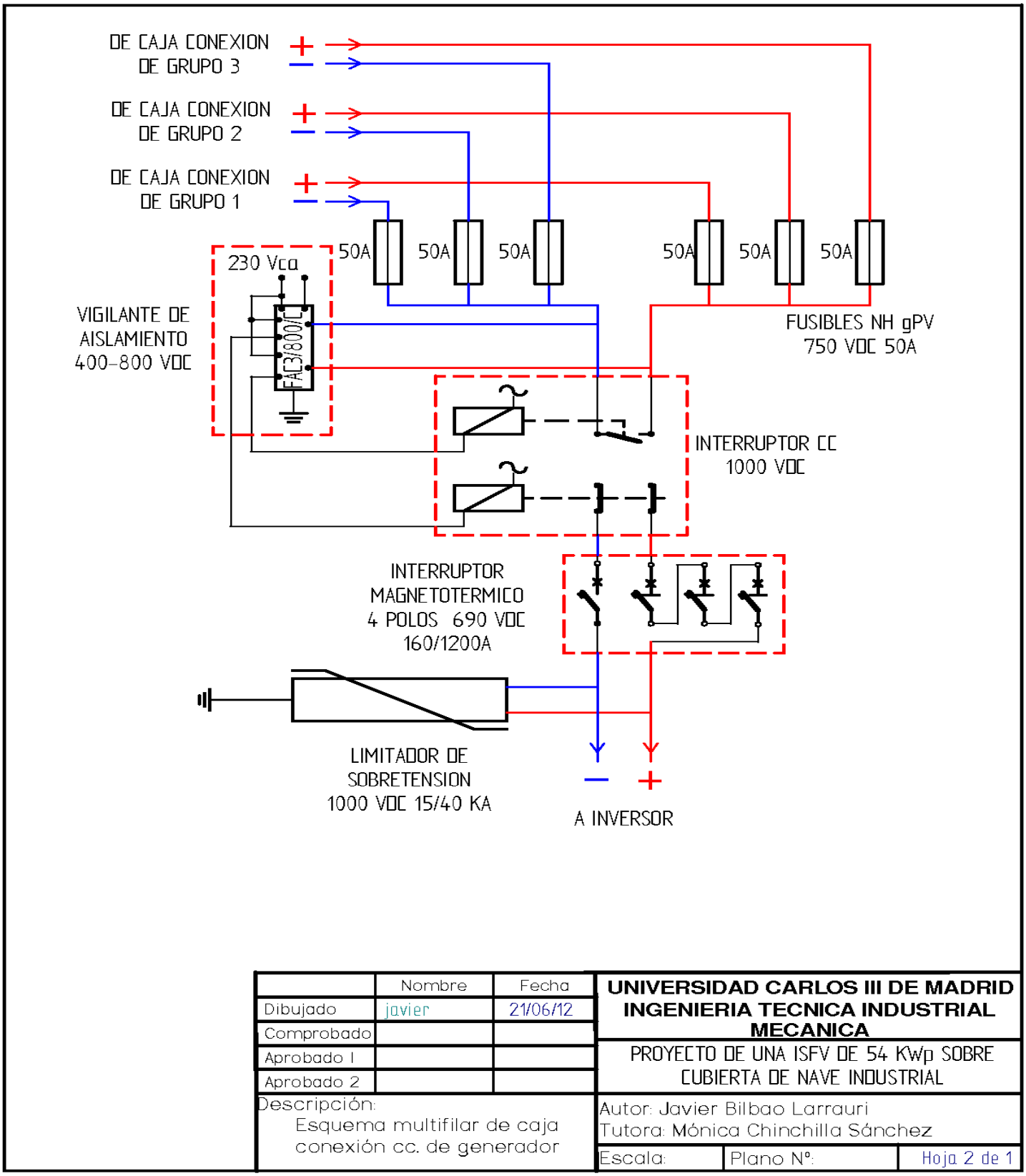
3.1 ESQUEMAS ELÉCTRICOS



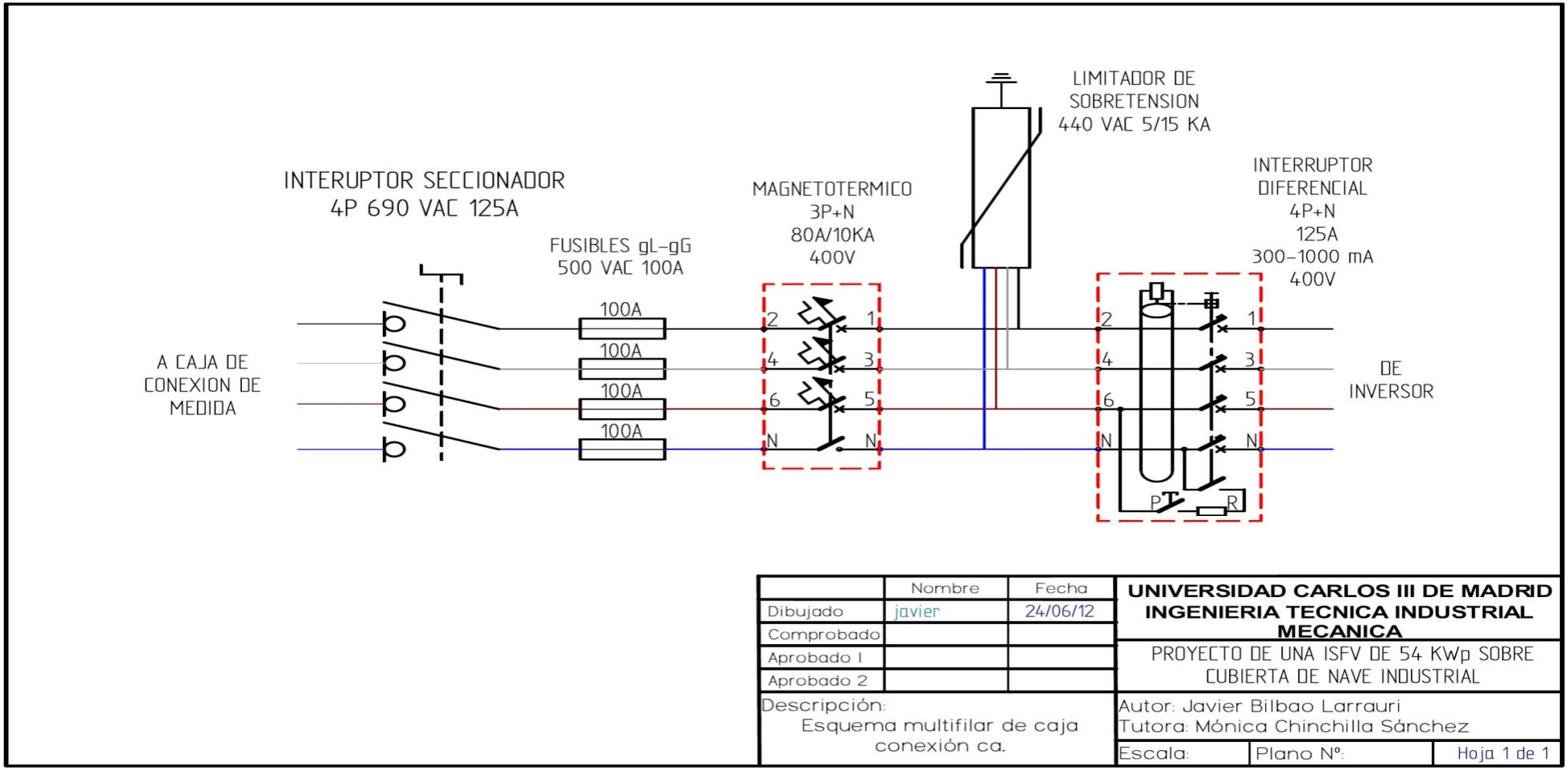
Plano 1: Esquema unifilar completo.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA



Plano 2:Esquema multifilar caja conexiones de subgrupo
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

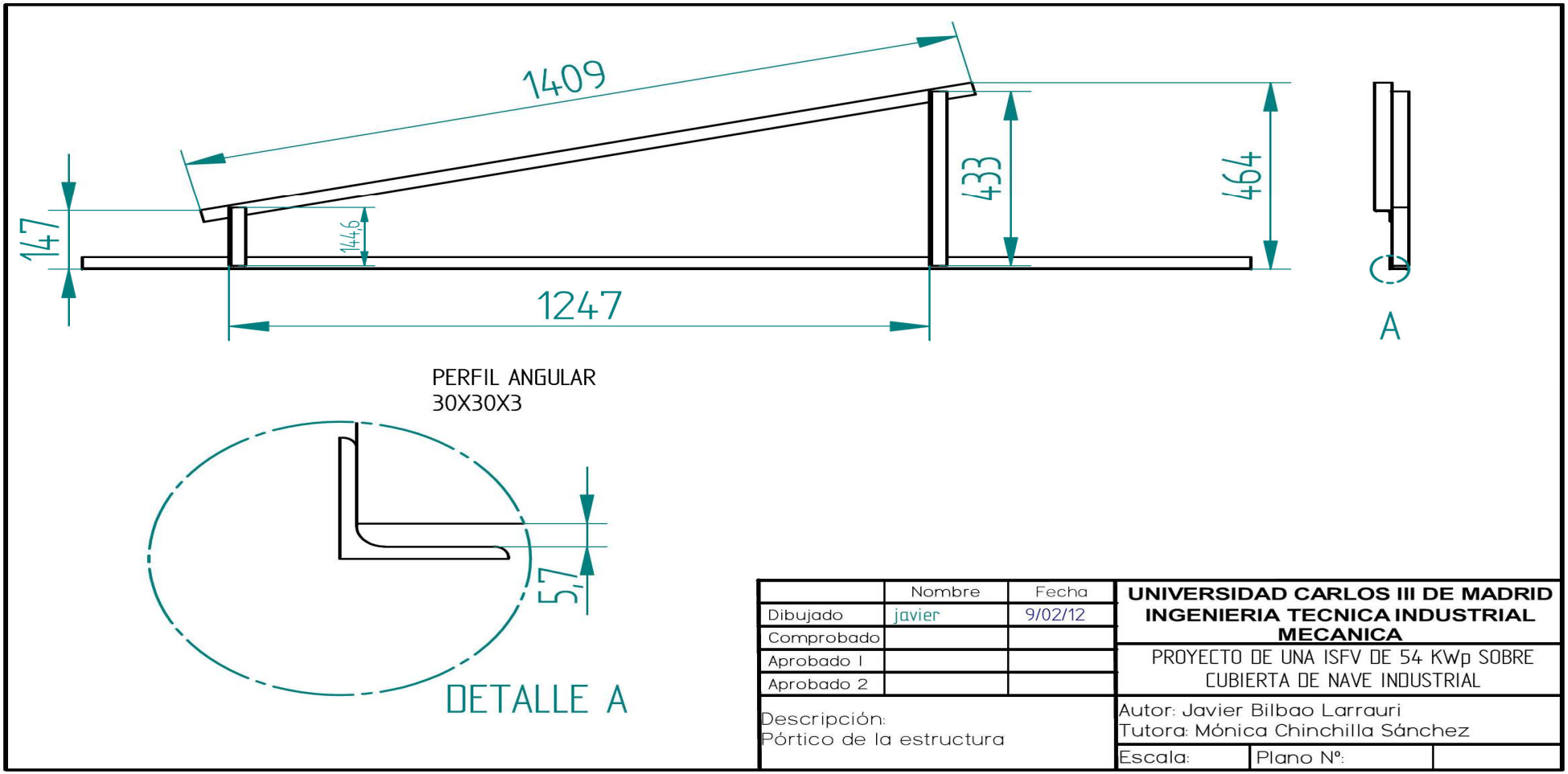


Plano 3: Esquema multifilar de caja conexiones generador
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

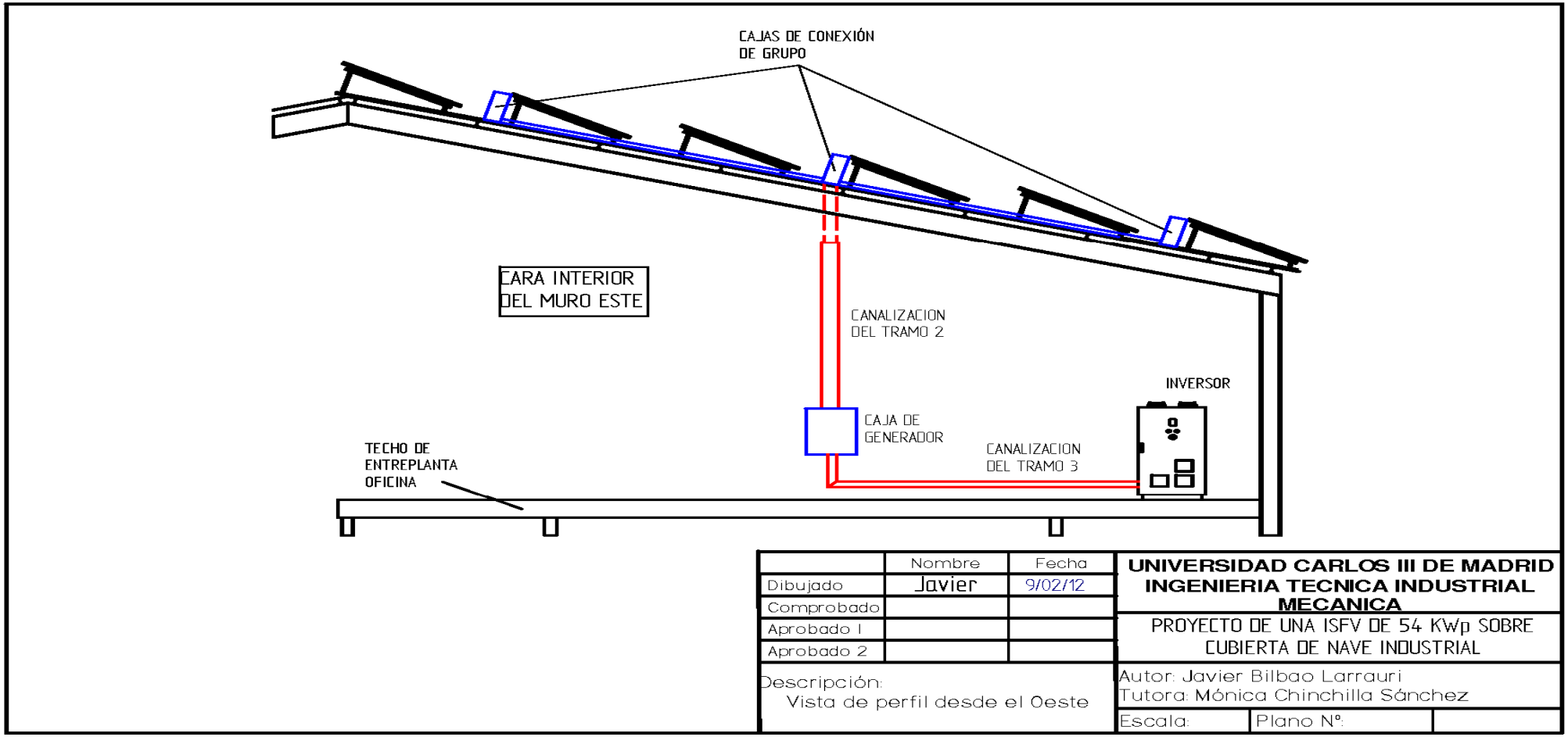


Plano 4: Esquema multifilar de conexiones corriente alterna.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

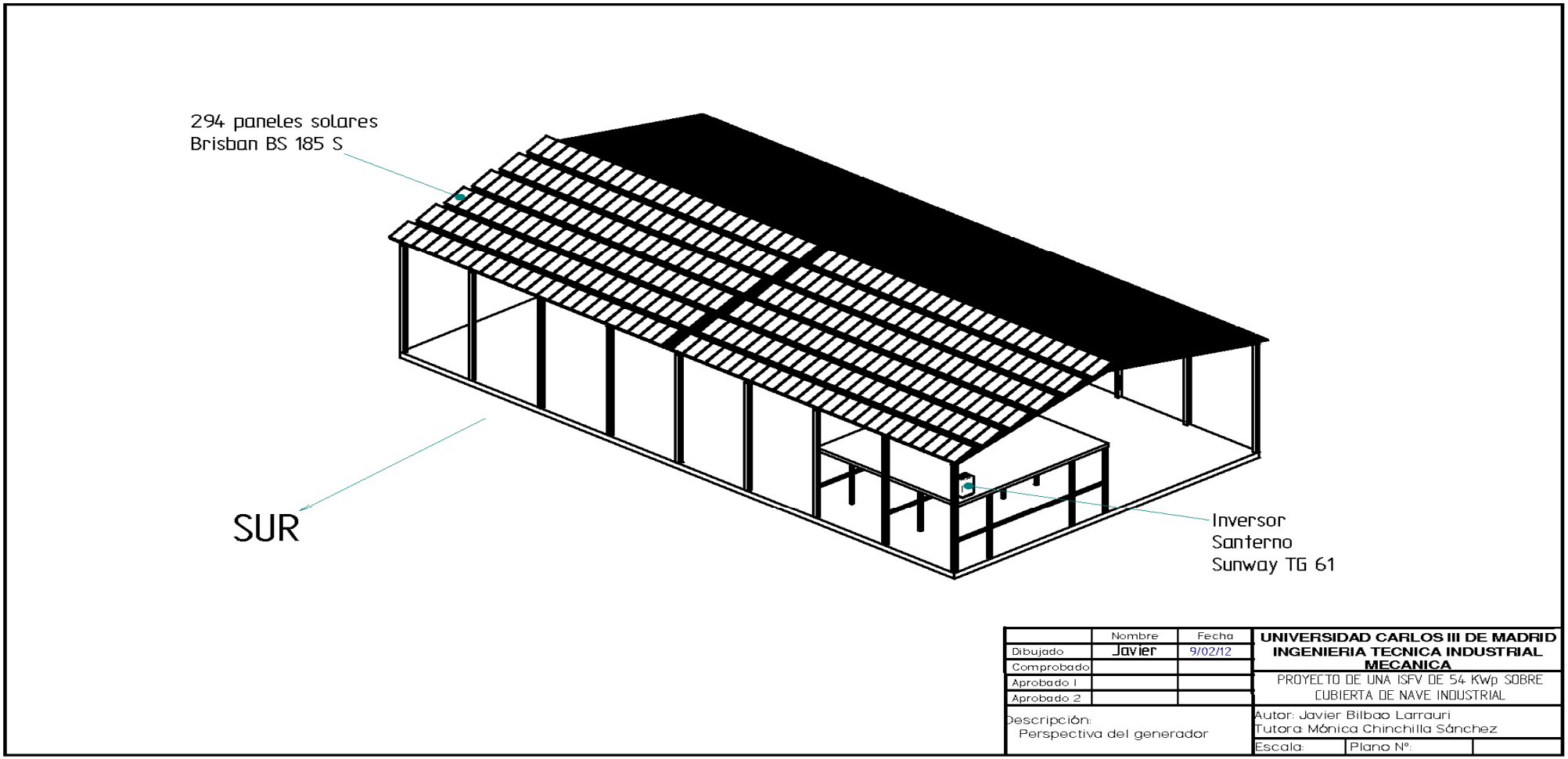
3.2 PLANOS CONSTRUCTIVOS



Plano 5: Pórtico de estructura módulos.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.



Plano 6: Tramos de canalización 2 y 3
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.



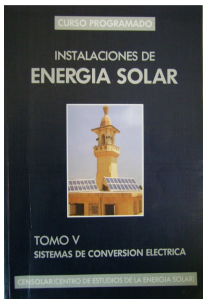
Plano 7: Perspectiva del montaje de módulos sobre la cubierta y colocación del inversor sobre la entreplanta.
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.

4 BIBLIOGRAFÍA

4.1 LIBROS DE TEXTO

- **[1] Instalaciones de energía solar. Tomo V. Sistemas de conversión eléctrica**

Autor: **Censolar**
Editor: PROGENSA
Fecha de publicación: 2001



- **[2] Fotovoltaica para profesionales: Diseño, instalación y comercialización de plantas solares fotovoltaicas.**

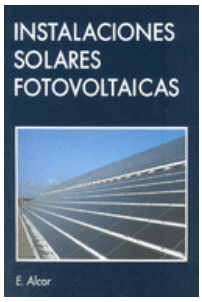
Autor: **Antony Falk**
Editor: PROGENSA
Fecha de publicación: 2006

- **[3] Sistemas de energía fotovoltaica: Manual del instalador**

Autor:
Editor: PROGENSA
Fecha de publicación: 2005

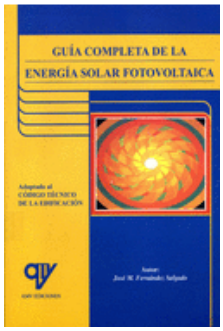
- **[4] Instalaciones solares fotovoltaicas**

Autor: **Alcor Cabrerizo Enrique**
Editor: PROGENSA
Fecha de publicación: 2008



- **[5] Guía completa de la energía solar fotovoltaica: (Adaptada al Código Técnico de la Edificación)**

Autor: **Fernández Salgado, Jose Mª**
Editor: A. Madrid Vicente, Ediciones
Fecha de publicación: 2007

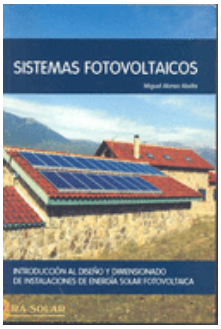


- **[6] Curso de experto profesional en energía fotovoltaica**

Autor: **Gabinete técnico de Censolar**
Editor: PROGENSA
Fecha de publicación: 2009

- **[7] Sistemas fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones solares fotovoltaicas**

Autor: **Alonso Abella, Miguel**
Editor: S.A.P.T. PUBLICACIONES TÉCNICAS
Fecha de publicación: 2005



4.2 PROYECTOS FIN DE CARRERA DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA CARLOS III DE MADRID

- **[8] Diseño de una instalación fotovoltaica de conexión a red de 105 kW**

Autor: **David Iglesia Corcuera**
Director: Vicente Salas Merino
Editor: Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Tecnología Electrónica
Fecha de publicación:

- **[9] "Estudio de la integración de la energía solar fotovoltaica en la edificación y su aplicación para el diseño de una instalación de 53 kWp"**

Autor: **Ángel J. González López**
Director: Mª Consuelo Gómez Pulido
Editor: Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Tecnología Eléctrica.
Fecha de publicación:

- **[10] Diseño de una instalación de 10 kWp conectada a la red de baja tensión**

Autor: **Juan Vera Fernández**
Director: Jaime-Alonso Martínez De Las Morenas
Editor: Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Tecnología Eléctrica
Fecha de publicación: 2009

- **[11] Integración solar fotovoltaica en un edificio conectado a red**

Autor: **Sergio Arce González**
Director: Consuelo Gómez Pulido
Editor: Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Tecnología Eléctrica
Fecha de publicación: 2010

- **[12] Instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial**

Autor: **Israel Blanco Sardinero**
Director: Jaime-Alonso Martínez De Las Morenas
Editor: Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Tecnología Eléctrica
Fecha de publicación: 2009

- **[13] Cálculo técnico, energético y de viabilidad económica de instalación fotovoltaica de 100 kW conectada a red en edificio industrial**

Autor: **Ricardo Albarracín Sánchez**
Director: Julio Amador Guerra
Editor: Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Tecnología Eléctrica
Fecha de publicación: 2005

4.3 PÁGINAS WEB

[14] http://es.wikipedia.org/

[15] http://www.solarweb.net/

[16] http://www.energia-solar-fotovoltaica.info/

[17] http://www.cener.com/es/energia-solar-fotovoltaica/

[18] http://www.cylsolar.com/

[19] http://www.idae.es/

[20] http://www.ciemat.es/

[21] http://www.endesaonline.es/ES/grandesclientes/teofrece/productos_servicios/energias_renovables/fotovoltaica/index.asp

[22] https://www.iberdrola.es/webibd/corporativa/iberdrola?IDPAG=ESWEBCLIINSEFIEQUSOL

[23] http://www.acciona-energia.es/areas_actividad/solar_fotovoltaica.aspx

[24] http://www.minetur.gob.es/energia/electricidad/regimenespecial/instalaciones/paginas/fotovoltaica.aspx

[25] http://www.aven.es/index.php?option=com_content&view=article&id=66&Itemid=135&lang=castellano

[26] https://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/index.htm

[27] http://www.eve.es/CMSPages/GetFile.aspx?guid=62739949-bde7-4cdc-bcb4-04145ba9b511

[28] http://www.upcomillas.es/catedras/crm/descargas/2007-2008/LibroSOLAR-WEB.pdf

[29] http://www.energia.jcyl.es/

[30] http://www.schneider-electric.com/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/31000/FA31015/es_ES/ECT.pdf

4.4 TEMARIOS DE INGENIERIA TÉCNICA INDUSTRIAL MECÁNICA DE LA UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

[31] **Apuntes de Resistencia de materiales de 2º curso y Teoría de Estructuras y construcciones Industriales (TECI 1) de 3er curso.**

[32] **Apuntes de resistencia de Teoría de Estructuras y Construcciones Industriales (TECI 2) de 3ercurso.**

[33] **Análisis de Estados Económico-Financieros y de Costes de 2º curso.**

5 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

5.1 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

Esta documentación, elaborada por el Departamento de Energía Solar del IDAE y CENSOLAR, es una revisión del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red editado por primera vez en el año 2002, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT. Su finalidad es establecer las condiciones técnicas que deben tomarse en consideración en las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red eléctrica de distribución.

Con el fin de no extender excesivamente el tamaño del proyecto y, de éste modo, contribuir a la conservación del medio ambiente al utilizar un menor número de hojas de papel, se indica el link de acceso a la página web del IDAE (Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía) donde se ofrece toda la información requerida para el apartado.

http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf.

También se puede acceder al documento a través de la siguiente dirección electrónica:

http://avj.me/fddw

6 ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

6.1 ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud está redactado para dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1997, de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, en el marco de la Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

De acuerdo con el artículo 7 del citado R.D., el objeto del Estudio Básico de Seguridad y Salud es servir de base para que el contratista elabore el correspondiente Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo, en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este documento, en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

El autor de este Estudio Básico de Seguridad y Salud, es Dº Javier Bilbao Larrauri, con la intención de incluirlo en el Proyecto de Fin de Carrera de mis estudios de Ingeniería Técnica Mecánica ("Estudio para la instalación de un generador solar fotovoltaico conectado a red sobre la cubierta de una nave industrial").

Con el fin de no extender excesivamente el tamaño del proyecto y, de éste modo, contribuir a la conservación del medio ambiente al utilizar un menor número de hojas de papel, se indica el link de acceso al documento.

http://avj.me/jctr

7 ANEXOS

7.1 DOCUMENTOS NORMATIVOS

En este apartado se van a enumerar todos los documentos normativos en los que nos hemos basado para realizar el proyecto según la legislación vigente.

http://avj.me/hgmyhgmy

7.2 CATÁLOGOS Y MANUALES.

Se adjuntan todos los catálogos y manuales de los componentes utilizados para la instalación de la planta generadora de energía solar fotovoltaica en el siguiente enlace:

http://avj.me/ffyr

7.3 DOCUMENTOS INFORMATIVOS

Se adjuntan los documentos y programas informáticos utilizados, tanto para la realización de los cálculos como a modo de consulta técnica o de cultura general.

http://avj.me/syqr