



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

Curso Académico:

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Objeto del trabajo	2
1.2. La Energía Solar. Sus dos grandes ramas	2
1.3. Energía solar fotovoltaica y efecto fotovoltaico	3
1.4. Aplicación del efecto fotovoltaico.....	4
1.5. Tipos de Instalaciones Fotovoltaicas.....	5
1.6. Desarrollo y situación actual de la Energía Fotovoltaica.....	6
1.6.1. Evolución de la situación en España.....	6
1.6.2. Potencial fotovoltaico español y andaluz.....	8
2. MEMORIA DESCRIPTIVA	11
2.1. Descripción de la instalación	12
2.2. Localización de la instalación	12
2.3. Descripción técnica de la instalación	12
2.3.1. Módulo fotovoltaico.....	13
2.3.2. Inversor.....	14
2.3.3. Campo fotovoltaico	16
2.3.4. Estructura soporte.....	16
2.3.5. Cableado.....	19
2.3.6. Canalizaciones	21
2.3.7. Cuadro de conexiones y protecciones de CC	23
2.3.8. Puesta a tierra del lado de CC	28
2.3.9. Protección frente a funcionamiento en modo isla.....	30
2.3.10. Separación galvánica	31
2.3.11. Armario de conexión y protecciones en CA	31
2.3.12. Contador.....	33
2.3.13. Sistema de monitorización de la instalación	33
2.4. Normativa.....	34
2.4.1. Legislación de ámbito nacional	34
2.4.2. Legislación de ámbito autonómico	34

3. MEMORIA DE CÁLCULOS.....	35
3.1. Dimensionado del generador fotovoltaico	36
3.1.1. Número total de módulos y selección del inversor.....	36
3.2.2. Número de módulos conectados en serie	36
3.2.3. Número de módulos conectados en paralelo	38
3.2. Dimensionado del cableado	39
3.2.1. Cableado de CC.....	40
3.2.2. Cableado de CA	46
3.3. Dimensionado de los tubos de protección.....	49
3.3.1. Tubos para el cableado de CC	49
3.3.2. Tubos para el cableado de CA.....	49
3.4. Dimensionado de las protecciones	50
3.4.1. Protecciones para el lado de CC.....	50
3.4.2. Protecciones para el lado de CA.....	54
3.5. Cálculos relativos a la disposición de los módulos.....	58
3.5.1. Distancia entre filas para la estructura en vela.....	59
3.5.2. Comprobación del cumplimiento de los límites de pérdidas	61
3.6. Análisis de carga de la cubierta	63
3.7. Cálculo de la producción anual	64
4. PLANOS	67
4.1. Plano de situación y emplazamiento	69
4.2. Plano de distribución eléctrica general.....	70
4.3. Esquema unifilar.....	71
5. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....	72
5.1. Generalidades	73
5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos	73
5.3. Estructura soporte.....	74
5.4. Inversor	74
5.5. Cableado.....	76
5.5.1. General.....	76

5.5.2. Particularidades del cableado de CC.....	76
5.6. Protecciones.....	76
5.7. Canalizaciones.....	77
5.8. Puesta a tierra.....	77
5.9. Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	77
5.10. Conexión a la red de baja tensión.....	77
6. PRESUPUESTO Y ANÁLISIS ECONÓMICO.....	80
6.1. Introducción.....	81
6.2. Cálculo del ahorro anual y del beneficio por venta de energía excedentes.....	81
6.3. Presupuesto de la instalación.....	84
6.4. Análisis económico.....	86
7. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	90
7.1. Necesidad del estudio de Seguridad y Salud.....	91
7.2. Normativa que afecta al estudio de Seguridad y Salud.....	91
7.3. Principales riesgos asociados y medidas preventivas.....	91
7.3.1. Caídas de operarios.....	91
7.3.2. Caídas de objetos sobre operarios.....	92
7.3.3. Interferencias con la maquinaria o los camiones.....	92
7.3.4. Riesgos en la realización de los trabajos eléctricos.....	93
7.3.5. Otros riesgos.....	93
8. BIBLIOGRAFÍA.....	94
9. ANEXOS.....	96
9.1. Anexo I: Informe de la simulación en PVsyst.....	97
9.2. Anexo II: Fichas técnicas de equipos.....	102

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Objeto del trabajo

Este trabajo tiene como objeto definir las condiciones técnicas de la Instalación Generadora Fotovoltaica Interconectada de 100 kW de potencia nominal.

La Instalación Fotovoltaica en cuestión tiene como función principal el cubrir, en la medida de lo posible, la demanda energética de una industria situada en la provincia de Cádiz.

La instalación, aunque se destina a autoconsumo, se encuentra conectada a red por lo que los excedentes de energía se verterán a la misma, vendiéndose estos kWh al precio correspondiente.

Algunos de los beneficios que esta inversión supone para la industria en cuestión son:

- Mayor independencia energética.
- Reducción de costes de energía anuales tanto por la reducción en el consumo como por los ingresos obtenidos de la venta de energía.
- Mejora de su imagen corporativa por el hecho de fomentar energías limpias.
- Reducir las pérdidas en el transporte de energía al descentralizar la generación de energía.

1.2. La Energía Solar. Sus dos grandes ramas

Cuando se utiliza el término Energía Solar se hace referencia a todas las formas de energía basadas en convertir la radiación proveniente del sol en otras formas de energía aprovechables.

El aprovechamiento de la radiación solar se realiza por medio de diversas tecnologías. Todas estas pueden agruparse en dos grandes ramas: la Energía Solar Térmica y la Energía Solar Fotovoltaica.

La Energía Solar Térmica o Energía Termosolar pretende, en términos generales, producir un calor útil a partir de la radiación del sol. Este calor útil puede a su vez utilizarse para calentar otros fluidos, es el caso de las cocinas solares o los sistemas de agua caliente sanitaria a partir de captadores solares. Estos dispositivos, en su forma más primitiva, constituyen los primeros ejemplos de aprovechamiento de la energía solar. La aplicación a gran escala de esta tecnología consiste en utilizar este calor para producir energía eléctrica, a través de un ciclo termodinámico como puede ser el ciclo Rankine. Esta rama de la Energía Termosolar presenta, a nivel de instalación productora, gran cantidad de elementos comunes a una central térmica convencional.

La Energía Solar Fotovoltaica pretende obtener energía eléctrica a partir de la radiación solar. Es fácil imaginar que este proceso de transformación necesita de una tecnología más avanzada y por ello su aparición fue posterior a la tecnología termosolar. El desarrollo de esta rama de la energía solar se encuentra ligado al descubrimiento del efecto fotovoltaico, que será brevemente explicado a continuación.

1.3. Energía Solar Fotovoltaica y efecto fotovoltaico

En el ámbito cotidiano, el gran atractivo de la Energía Fotovoltaica consiste en como la simple exposición de un material, célula fotovoltaica, a la radiación solar permite obtener una energía eléctrica aprovechable.

La realidad es que detrás de esa conversión se esconden una serie de fenómenos físicos que fueron descubiertos hace poco más de un centenar de años.

Estos fenómenos fueron descubiertos de forma accidental por el físico alemán Heinrich Hertz en 1887, a lo largo de uno de sus experimentos sobre la producción y recepción de ondas electromagnéticas. Su experimento consistía en una bobina en la que se producía una pequeña chispa como consecuencia de la recepción de ondas electromagnéticas. Lo que Hertz observó es que al exponer la bobina a la luz, esta facilitaba el salto de los electrones aumentando la intensidad de la chispa.

Fue años después, en 1905, cuando Albert Einstein propuso una descripción matemática de este efecto. Por este trabajo recibió en 1921 el Premio Nobel de Física.

El efecto fotovoltaico

Existen ciertos materiales que al absorber un determinado tipo de radiación electromagnética generan en su interior pares de cargas positivas y negativas.

Si la radiación electromagnética es la solar y el material un semiconductor, como el silicio, se forman pares de electrones (-) y huecos (+) que una vez se producen se mueven sin ninguna dirección preferente a lo largo de todo el volumen. Si no hay ningún elemento externo que lo impida, las cargas de signos opuestos se combinan y se neutralizan.

Por el contrario, si se crea en el interior del material un campo eléctrico permanente, las cargas eléctricas serán separadas por el mismo, impidiéndose la recombinación de electrones y huecos.

La separación entre cargas eléctricas positivas y negativas conduce a la aparición de una diferencia de potencial entre dos zonas del material. Si estas dos zonas, se conectan entre sí mediante un circuito externo, se producirá una corriente eléctrica en el material que recorrerá a su vez el circuito externo. Este fenómeno se conoce como efecto fotovoltaico.

En las células fotovoltaicas comerciales, esta diferencia de potencial se consigue dopando al Silicio con Boro (dopaje P) y Fósforo (dopaje N).

El dopaje con Fósforo se realiza a través de una lámina metálica tipo rejilla en la cara expuesta al sol. Por otro lado, el dopaje con Boro se realiza en la cara que no entra en contacto con el sol. La exposición de la célula al sol produce la aparición de la corriente eléctrica que fluye de una capa a la otra de la célula.

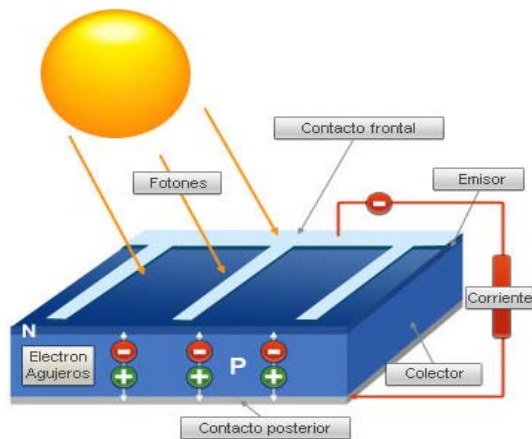


Fig. 1. 1. Efecto fotovoltaico

1.4. Aplicación del efecto fotovoltaico

Aunque una célula fotovoltaica es ya capaz de producir energía eléctrica mediante su exposición a la radiación solar, esta no proporciona la tensión e intensidad suficientes para su posterior aprovechamiento.

Las células fotovoltaicas se interconectan sobre una estructura metálica que da soporte al conjunto. Además se protegen sus superficies por plásticos o elementos vítricos de manera que queden encapsuladas y con ello protegidas frente a las inclemencias del tiempo. Esta agrupación de células fotovoltaicas se conoce como módulo o panel fotovoltaico. El módulo fotovoltaico se considera la unidad básica de generación en un Sistema Fotovoltaico.

A su vez, estos módulos fotovoltaicos se conectan entre sí formando lo que se conoce como un array fotovoltaico o una agrupación de módulos. Este conjunto de módulos funcionan como unidad generadora independiente. Las Instalaciones Fotovoltaicas de dimensiones considerables se componen de varios de estos arrays, en cambio, aquellas de menores dimensiones pueden estar constituidas por un solo array o visto de otro modo, diversos arrays de un único módulo fotovoltaico.

Las agrupaciones de módulos se realizan en serie y en paralelo, se utiliza el término String para referirse a la unión de varios módulos en serie. Estos a su vez se agrupan en paralelo en distintas ramas o ramales.

En lo que respecta a las tecnologías de los módulos, el uso de módulos fotovoltaicos construidos a partir de silicio cristalino se encuentra ampliamente extendido. A día de hoy se puede afirmar que de forma aproximada el 90% de las Instalaciones Fotovoltaicas hacen uso de esta tecnología. Otras tecnologías, como la *thin-film*, constituyen cada vez más una alternativa competitiva frente a los módulos tradicionales.

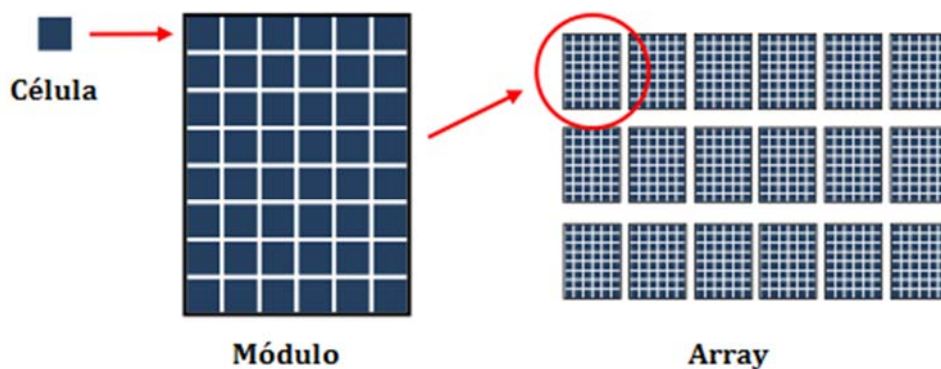


Fig. 1. 2. Célula, módulo y array fotovoltaico

1.5. Tipos de Instalaciones Fotovoltaicas

Atendiendo al uso deseado de la Energía Eléctrica producida, los Sistemas Fotovoltaicos pueden clasificarse en dos tipos:

- Instalaciones para autoconsumo: en estos casos la Instalación Fotovoltaica tiene como objetivo satisfacer total o parcialmente los consumos eléctricos de un determinado edificio o instalación consumidora. Estas instalaciones pueden clasificarse a su vez en dos tipos.
 - Instalaciones aisladas con sistemas de baterías: el sistema consta de uno o varios bancos de baterías con el objetivo de almacenar los excedentes de energía producidos por la Instalación Fotovoltaica, de modo que estos puedan ser utilizados en los periodos en los que la generación fotovoltaica resulta imposible o insuficiente (días excesivamente nublados, período nocturno...).
 - Instalaciones interconectadas con la red: el sistema carece de baterías pero mantiene la finalidad de autoconsumo. En los periodos en los que existe generación fotovoltaica y además el edificio en cuestión, demanda Energía Eléctrica, ésta se obtiene de la Instalación Fotovoltaica. Si durante el periodo de generación fotovoltaica, la demanda eléctrica es menor, el excedente de energía se vierte a red, obteniéndose de él un beneficio económico. Por el contrario en aquellos periodos en los que la demanda no puede satisfacerse ya sea total o parcialmente, la instalación consumidora obtiene esa energía de la red eléctrica.
- Instalaciones para venta de energía: en estos casos la finalidad del Sistema Fotovoltaico es producir Energía Eléctrica que pueda ser inyectada a la red eléctrica y retribuida al precio correspondiente. En este tercer tipo, la energía que la instalación consumidora utiliza no es en ningún momento la producida directamente por el Sistema Fotovoltaico. Estos sistemas en ocasiones constan de bancos de baterías para regular la energía inyectada a la red y de este modo adaptarse a las necesidades del sistema eléctrico.

En el caso concreto de la instalación desarrollada en este Trabajo Final de Grado, se trata de una instalación con fines de autoconsumo pero interconectada con la red eléctrica para, de este modo, poder verter su excedente de energía y ser retribuidos por ello.

1.6. Desarrollo y situación actual de la Energía Fotovoltaica

La Energía Fotovoltaica constituye una de las fuentes de energía renovable más extendidas.

La inclusión de grandes Parques Fotovoltaicos en el mercado eléctrico con el fin de producir Energía Eléctrica y venderla a la red, la obliga a competir con otras fuentes generadoras convencionales (centrales térmicas, nucleares, grandes hidroeléctricas...) a día de hoy mucho más competitivas.

Es por ello, que el desarrollo de la Energía Fotovoltaica a media-gran escala se encuentra altamente ligada a la existencia de ayudas económicas o subvenciones que permitan a los Parques Fotovoltaicos competir con las centrales generadoras convencionales. Por otro lado, las centrales fotovoltaicas a grande o muy grande escala comienzan a resultar competitivas frente a las tecnologías de generación convencionales.

No obstante, a nivel de autoconsumo, la Energía Fotovoltaica y con ella la aparición de la figura de productor-consumidor de energía, resulta una interesante alternativa frente a la tradicional figura de las grandes centrales generadoras y el consumidor de energía, encargado únicamente de encontrar un mejor precio para la energía que demanda.

A nivel mundial la Energía Fotovoltaica se encuentra en una fase de crecimiento importante.

A finales del año 2014 la potencia instalada en el mundo en sistemas fotovoltaicos rondaba los 185 GW. Esta potencia sustituye aproximadamente a 185 centrales nucleares de potencia estándar. Esto explica porque esta tecnología se sitúa como la tercera fuente de energía renovable más importante a nivel mundial.

Aunque en sus primeras etapas, el desarrollo de esta tecnología se vinculó principalmente a los países europeos y Norteamérica, actualmente los países asiáticos, en particular China y Japón se sitúan entre los países con mayor potencia fotovoltaica instalada.

1.6.1. Evolución de la situación en España

El sector de la Energía Fotovoltaica en España ha sido testigo de drásticos cambios en periodos de tiempo reducidos, la evolución del marco español pone en evidencia la necesidad de un marco legislativo favorable para el desarrollo de esta tecnología.

En los primeros años se produjo el conocido popularmente como *Boom de la Fotovoltaica* donde el sector se beneficiaba altamente de las ventajas que ofrecía el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010 cuyo objetivo primordial era cubrir en el año 2010 el 12% de demanda de energía con fuentes de energía renovable. Fueron principalmente las primas para la producción eléctrica de origen renovable las que favorecieron la implantación de esta tecnología.

Otras leyes como la aprobada en el Real Decreto 1663/2000 simplificaban las condiciones para la interconexión de una Instalación Fotovoltaica al sistema eléctrico nacional.

Por este motivo, a mediados del año 2007 ya se había instalado aproximadamente un 85% de la potencia estimada para el año 2010. Ese mismo año se aprobó el Real Decreto 661/2007 fijándose en 44 c€/kWh el precio de venta de la energía para instalaciones fotovoltaicas. Esto atrajo

a una gran cantidad de inversores extranjeros que vieron en España un marco legal idílico para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos.

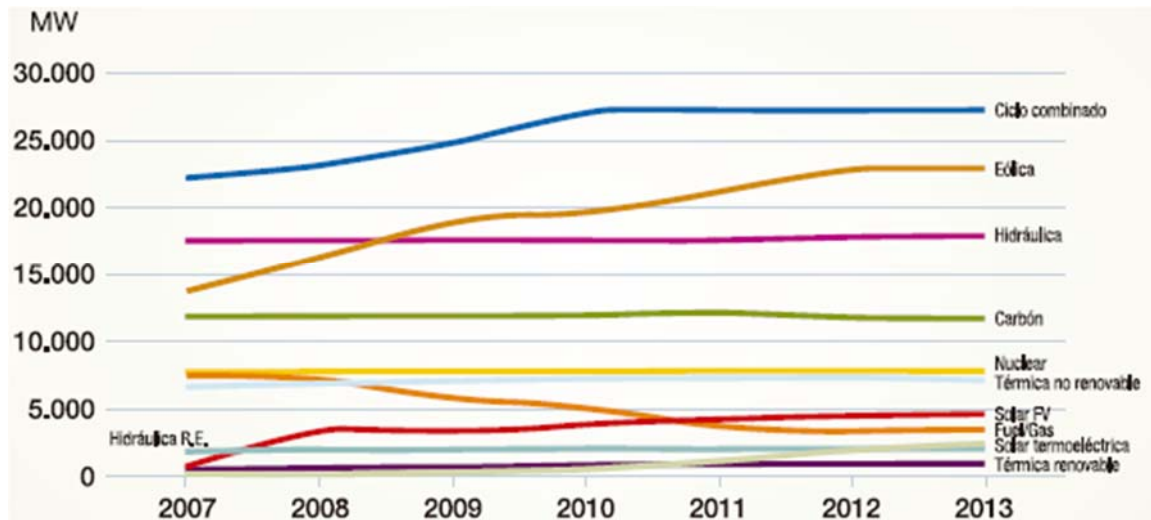


Fig. 1. 3. Evolución del Mix Energético. Fuente: UNEF

Frente a este crecimiento intensivo, se consideró necesario desarrollar un nuevo marco regulatorio con el objetivo de frenar el desarrollo desmesurado y crear una atmósfera de desarrollo más sostenible. Esto se realizó por medio del Real Decreto 1578/2008 en el que se redujeron las primas para la generación fotovoltaica, estableciéndose un precio de venta de en torno a 32 c€/kWh. Además se limitaba anualmente la potencia fotovoltaica que era posible instalar.

Aún con este cambio, el desarrollo de la Energía Fotovoltaica continuaba siendo una opción viable en el territorio español. Fue en el año 2010 con la aprobación del Real Decreto 14/2010, popularmente conocida como *ley anti-fotovoltaica*, cuando comenzó el declive del sector fotovoltaico español. Esta nueva ley, entre otras cosas, reducía en un 45% la retribución de energía para grandes instalaciones.

A lo largo de los años siguientes la legislación elaborada restringió aún más el desarrollo de la Energía Fotovoltaica no sólo para aquellas destinadas a la venta de Energía Eléctrica sino también en el marco de las instalaciones de autoconsumo.

En el año 2013 se publicó un proyecto de ley o borrador, Ley 24/2013, que establecía unos peajes aplicables a los propietarios de instalaciones de autoconsumo. Según este proyecto de ley, todo aquel que disponga de una instalación de autoconsumo deberá abonar un peaje de respaldo en €/kWh por el mero hecho de autoconsumir energía. Este borrador, aun no habiéndose aprobado, ha conseguido frenar a una gran cantidad de pequeños inversores que veían en el autoconsumo por medio de una Instalación Fotovoltaica una buena forma de reducir su consumo eléctrico y contribuir a la sostenibilidad del sistema eléctrico español.

Situación actual

A día de hoy, el marco legal que afecta al sector fotovoltaico español continúa siendo desfavorable para el desarrollo de proyectos de Instalaciones Fotovoltaicas. Las empresas nacionales, tanto de fabricación de equipos como de desarrollo de proyectos, más afortunadas se han visto obligadas a trasladar sus actividades al extranjero. Otra gran cantidad de ellas se han visto obligadas a reducir drásticamente su plantilla, incluso un número elevado de empresas del sector han desaparecido.

Las retribuciones que percibe una instalación generadora de origen renovable vienen determinadas por el Real Decreto 413/2014. De acuerdo con este existen dos retribuciones reguladas que varían según el tipo de instalación y el periodo de operación en el que se encuentre esta, en el Real Decreto se identifican como *periodos y semiperiodos regulatorios*. Estas retribuciones se recalculan para cada periodo regulatorio, de este modo se permite reducir paulatinamente las retribuciones a lo largo de los años. Los dos tipos de retribuciones contemplados en el texto son:

- Retribución a la inversión por unidad de potencia. Se trata de una cantidad en €/MW que tiene como objetivo compensar en parte los costes de la inversión. La variable que más influye en el cálculo de esta retribución es la potencia de la instalación. En este nuevo Real Decreto, a diferencia de en la legislación anterior, esta se refiere a la potencia nominal de la instalación en lugar de la potencia pico. Esto supone un decremento importante en la retribución percibida.
- Retribución a la operación por unidad de energía generada. En este caso, se trata de una cantidad en €/MWh cuya finalidad es cubrir parte de los costes de explotación de la planta.

Pero estas cantidades no resultan suficientes para garantizar la rentabilidad de una inversión por lo que las instalaciones para venta de energía necesitan competir con el resto de tecnologías (centrales térmicas, centrales nucleares, centrales hidroeléctricas, etc.) para vender la energía que producen.

Para ello es necesario participar en el mercado eléctrico español. En este se realizan principalmente dos tipos de transacciones: transacciones bilaterales o transacciones en el mercado diario o mercado pool. Las transacciones en el mercado pool son las más habituales en el caso de una Instalación Fotovoltaica.

Por un lado, las distintas centrales generadoras o agentes vendedores, ofrecen diariamente su producción para el día siguiente (cuánto venden y a qué precio mínimo). Por otro lado, los agentes compradores informan de su demanda energética para el día siguiente (cuánto quieren comprar y a qué precio máximo). Con toda esta información el operador de mercado determina el precio de venta del kWh y es este al que se realizan las transacciones.

Para que una instalación generadora participe en el mercado eléctrico diario es necesario que disponga de un representante. La función de este agente es negociar en el mercado con los kWh producidos por la central. La existencia de esta figura supone un sobrecoste adicional para el productor de energía.

En este mercado los precios rondan los 4 c€/kWh lo que supone un 9% del precio al que se fijaba la venta de energía de origen renovable en el año 2007, momento en el cual se pusieron en

marcha la gran mayoría de los proyectos. Esta bajada drástica afectó de manera inminente la rentabilidad de los proyectos de instalaciones fotovoltaicas.

No obstante, el desarrollo de proyectos de autoconsumo, interconectados o no, continúa siendo una alternativa viable frente a la dependencia total de la energía adquirida de la red. Aun así la falta de incentivos económicos hace necesaria una importante inversión particular para posibilitar el desarrollo del proyecto.

1.6.2. Potencial fotovoltaico español y andaluz

Gran parte del territorio español posee características excelentes para el desarrollo de la Energía Fotovoltaica: elevada irradiación solar, amplias superficies, temperaturas moderadas, etc. Por este motivo, la tecnología fotovoltaica resulta una muy buena alternativa frente a las tecnologías de generación convencionales.

A continuación se incluye un mapa donde se muestra la irradiancia global media, en $\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{día}^{-1}$ en los distintos puntos de la península ibérica.

En esta imagen puede apreciarse como la zona sur de Andalucía posee los mayores valores de irradiancia global media, en particular en las provincias de Cádiz y Sevilla se recogen valores superiores a $5,40 \text{ kWh}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{día}^{-1}$ en gran parte de su territorio.

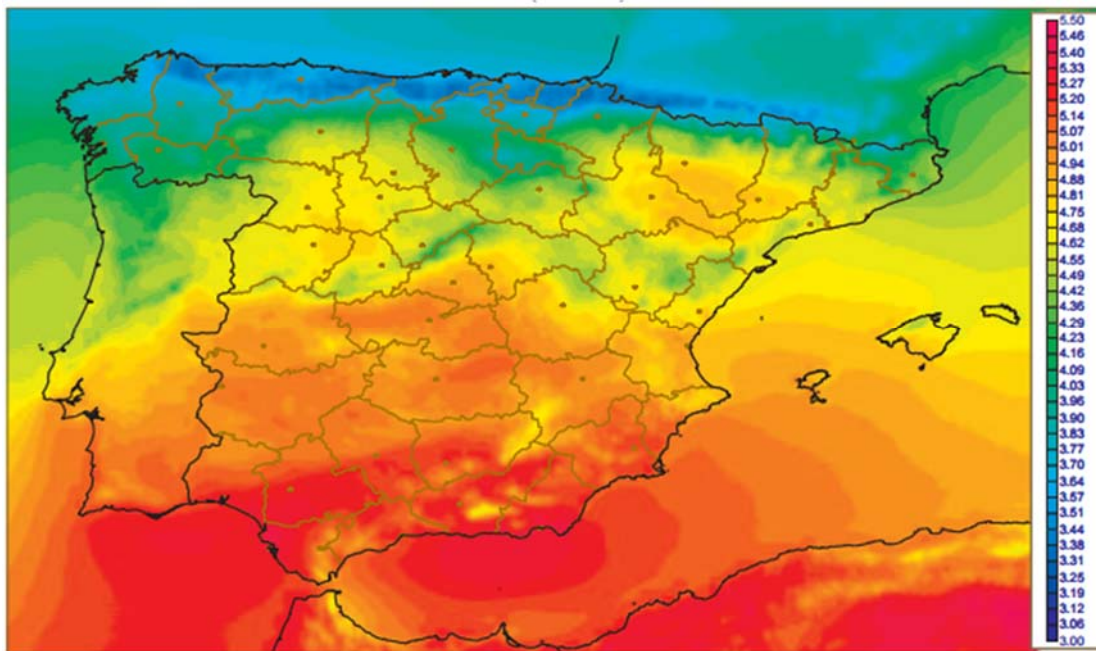


Fig. 1. 4. Irradiancia global media. Fuente: AEMET

Los grandes cambios en el marco legislativo del sector fotovoltaico han frenado notablemente el desarrollo de instalaciones fotovoltaicas. No obstante algunas comunidades como

Castilla-La Mancha, Extremadura o Andalucía han continuado aumentando su potencia instalada en centrales fotovoltaicas en los últimos años.

Como puede observarse, en el siguiente gráfico, en el año 2013 se instalaron en Andalucía 31 MW en instalaciones fotovoltaicas.

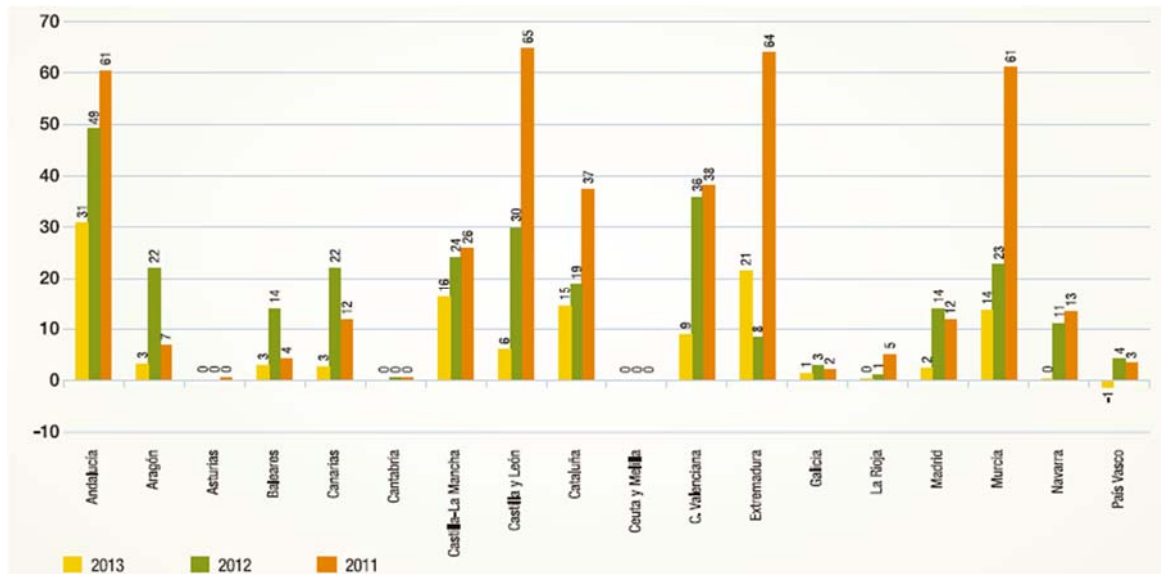


Fig. 1. 5. Potencia instalada de FV en MW durante los últimos años. Fuente: "Informe anual 2014" UNEF

En el cierre del año 2013 la potencia instalada en el territorio andaluz superaba los 869 MW sólo superada por Castilla-La Mancha con 921 MW.

Estos valores ponen en evidencia como a pesar de los pocos incentivos que ofrece la legislación actual, la tecnología fotovoltaica en la generación de energía eléctrica continúa siendo una alternativa posible a la generaci, en especial en algunas comunidades como Andalucía o Castilla-La Mancha.

2. MEMORIA DESCRIPTIVA

2.1. Descripción de la instalación

En el proyecto realizado se recoge el diseño de una Instalación Fotovoltaica de 110,4 kWp para autoconsumo con vertido de excedente a la red.

La instalación consumidora de energía se trata de una industria con un consumo aproximado de 192000 kWh anuales. La principal justificación de la instalación es el ahorro económico que supone para la industria la construcción de la planta fotovoltaica.

La Instalación Fotovoltaica está constituida por 480 módulos fotovoltaicos de células de silicio policristalino.

La previsión de energía eléctrica producida por la Instalación Fotovoltaica es de en torno a 171900 kWh/año. Esta energía se inyectará en la red trifásica de B.T. haciendo uso de un único inversor de 100 kWn. Al ser la potencia nominal de la instalación igual o inferior a 100 kW, la legislación española permite la interconexión de esta con la red.

Los módulos fotovoltaicos en cuestión se ubicarán sobre la cubierta de industria, cubierta tipo industrial habitual.

Por el contrario, el inversor se ubicará en el exterior de la nave industrial.

2.2. Localización de la instalación

La instalación se pretende realizar sobre la cubierta de una industria situada en la localidad de San Pablo de Buceite, perteneciente al municipio de Jimena de la Frontera, al suroeste de la provincia de Cádiz.

Las coordenadas geográficas del lugar son:

Latitud: 36º 28' 03" N

Longitud: 5º 24' 49"O

Que se corresponden con las coordenadas UTM

X: 283791 m

Y: 4038406 m

HUSO 30

En el apartado Planos se recoge un plano con el detalle de la situación y el emplazamiento de la instalación.

2.3. Descripción técnica de la instalación

La instalación proyectada se compondrá de un sistema fotovoltaico generador de electricidad. Dichos generadores estarán constituidos por módulos fotovoltaicos conectados eléctricamente entre sí, en cuya salida de corriente continua se situará un inversor de potencia que dotará a la energía generada de las características necesarias para su inyección a la red de corriente alterna. Se incluirán todas las protecciones necesarias para este tipo de instalaciones, así como las estructuras encargadas de soportar los módulos fotovoltaicos.

2.3.1. Módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos son los equipos encargados de producir, a través de una radiación solar incidente en ellos, una energía eléctrica en forma de corriente continua (CC).

El módulo fotovoltaico elegido es el A-230P GSE de la marca Atersa. Se trata de un módulo de dimensiones 1638x995x40mm y un peso de 18,7 kg. Se constituye de 60 células de silicio policristalino montadas sobre una estructura de aleación de aluminio anodizado protegidas por una cubierta de cristal templado de 3,2 mm de espesor. Además, el modulo presenta una eficiencia del 14,11 %.

Las características mecánicas del módulo garantizan un fácil montaje de este tanto en instalaciones sobre cubierta, como es el caso, como en parques solares.

El fabricante asegura una garantía de 10 años contra defectos de fabricación y de 25 años en cuanto a la eficiencia del módulo.

A continuación se muestra una tabla que recoge las principales características eléctricas y mecánicas del módulo, en el anexo correspondiente se facilita su hoja de características.

TABLA 2.1. Características del módulo fotovoltaico

Módulo A-230P GSE	
Características eléctricas en STC (25°C, 1000 W/m², AM 1,5)	
Potencia máxima (Wp)	230
Tolerancia de Potencia (W)	0/+5
Tensión Máxima Potencia (V)	29,49
Corriente Máxima Potencia (A)	7,81
Tensión de Circuito Abierto, V _{oc} (V)	36,58
Corriente en Cortocircuito, I _{sc} (A)	8,36
Eficiencia del módulo (%)	14,11
Temperatura de funcionamiento normal (°C)	46±2
Coeficiente de Temp. de I _{sc} (%/°C)	0,07
Coeficiente de Temp. de V _{oc} (%/°C)	-0,30
Coeficiente de Pot. Máxima (%/°C)	-0,38
Características mecánicas	
Dimensiones (±2 mm)	1638x995x40
Peso (kg)	18,7
Máx. carga estática, frontal, nieve y viento, (Pa)	5400
Máx. carga estática, posterior, viento, (Pa)	2400

Normativa aplicable al módulo

Los módulos propuestos:

- Están certificados según la norma IEC 61215:2005, Módulos FV de silicio cristalino para uso terrestre.
- Están certificados según las normas IEC 61730-1:2004 y 61730-2:2007, Cualificación de la seguridad de los módulos FV.

2.3.2. Inversor

El inversor es elemento indispensable en toda instalación fotovoltaica conectada a red, su función es transformar la Energía Eléctrica en CC generada por los módulos en corriente alterna (CA) que pueda ser aprovechada o inyectada a la red de distribución eléctrica. En el caso de España esta corriente alterna se caracteriza por una tensión de 230 V y una frecuencia de 50 Hz.

El equipo elegido es el modelo FS 0100_T de la serie Freesun LVT del fabricante español Power Electronics. Se trata de un equipo de 100 kW de potencia nominal de salida y 120 kWp de potencia máxima de entrada por lo que resulta idóneo para la instalación en cuestión. El inversor incorpora un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) que permite maximizar la producción de la instalación para las diferentes condiciones dadas. A su vez, este equipo se ajusta a la tensión y frecuencia de la red de modo que, en los momentos en los que inyecte potencia, este lo haga en las mismas condiciones (de tensión y frecuencia) en las que se encuentra la red.

El inversor se instalará en el exterior del edificio industrial, concretamente en su cara norte, justo debajo del cuadro de conexiones de CC. La distancia entre estos dos elementos debe ser la menor posible para minimizar las pérdidas en el cableado de CC. De ser necesario se instalará un vallado que impida el paso a personal no autorizado.

El fabricante, Power Electronics, ofrece una garantía de cinco años contra defectos de fabricación en todos sus productos de aplicación en el sector de las energías renovables.

A continuación se recogen las principales características del inversor seleccionado. En el anexo correspondiente se recoge la ficha técnica del inversor.

TABLA 2.2. Características del inversor

Inversor Freesun LTV FS 0100_T	
Entrada del inversor	
Rango de Tensión MPPT (V)	450-820
Máxima Tensión CC (V)	900
Máxima Corriente CC (A)	258
Potencia Máxima PV (kWp)	120
Salida del inversor	
Potencia Nominal de Salida (kW)	100

Tensión de Salida (V)	400 ($\pm 10\%$)
Frecuencia de Salida (Hz)	50-60
Distorsión Armónica de Corriente, THD _i	<3% de la Pot. Nom.
Corriente Nominal CA (A)	145
cos Φ	0,95 ind. – 0,95 cap.
Eficiencia	
Eficiencia Máxima P _{AC} , nominal (%)	97,1
Rendimiento Europeo (%)	96,5
Consumo en Standby (W)	<40
Otras características	
Dimensiones (mm)	1700x1440x1040
Peso (kg)	1125
Rango de Temp. Ambiente Admisible (°C)	-20/+50
Grado de protección	IP 65

Normativa aplicable al inversor

El inversor propuesto se halla en conformidad con:

- Directiva Europea 2004/108/CE, Compatibilidad Electromagnética. Esta directiva hace referencia a la interconexión a red de estos equipos garantizando el cumplimiento de aspectos tales como los límites de emisión de corrientes armónicas o los límites en las fluctuaciones de tensión.
- Directiva Europea 2006/95/CE, Material eléctrico destinado a utilizarse en determinados límites de tensión. Esta directiva establece las características a cumplir por los equipos según el nivel de tensión al que se encuentren conectados, en el caso particular del inversor, este se ve afectado por la parte de B.T.
- CEI 60529:2001, Grados de protección proporcionados por las envolventes, código IP.

Por consiguiente, el inversor Freesun LTV cumple con la normativa europea aplicable a estos equipos contando con todas las protecciones exigidas.

- Protección de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente)
- Protección de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz. respectivamente)
- Transformador, que asegura separación galvánica entre el lado de corriente continua y la red de baja tensión.
- Protección contra funcionamiento en modo isla. Cuando el inversor detecta que está funcionando en modo isla (sin apoyo de la red de B.T.) se desconecta para evitar daños sobre las personas que trabajen en dicha red.
- Protección contra sobretensiones.

- Protección contra sobrecalentamientos: el inversor controla la circulación forzada de aire de modo que no se alcancen temperaturas internas que puedan producir fallos en el funcionamiento.

2.3.3. Campo fotovoltaico

El campo fotovoltaico se compone de un único sistema generador compuesto por 480 módulos fotovoltaicos de 230 Wp cada uno. Los módulos se conectarán entre sí en series o strings de 20 unidades, con un total de 24, que conectados en paralelo acometerán al inversor por el lado de CC.

Las características eléctricas del campo fotovoltaico son las siguientes:

TABLA 2.3. Resumen de características del campo FV

Campo FV	
Características eléctricas	
Potencia Fotovoltaica Instalada (kWp)	110,4
Corriente de Cortocircuito (A)	200,64
Corriente en PMP (A)	187,44
Tensión de Circuito Abierto (V)	731,6
Tensión en PMP (V)	589,8
Número de módulos por serie	20
Número de series en paralelo	24

2.3.4. Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos se fijarán a una estructura de aluminio que quedará anclada a la cubierta de la nave industrial.

La sujeción a la cubierta se realizará mediante tornillería autoperforante. Esta es una de las formas más habituales de fijación de estructuras sobre cubiertas industriales. Este tipo de tornillería tiene una punta similar a la de una broca. Existen por tanto diferentes tipos de tornillos autoperforantes en función no sólo del tipo de material al que se pretenden fijar sino también de la profundidad que se desea alcanzar en este.

Además para una mejor fijación a la estructura, estos tornillos contarán con una arandela de neopreno, una familia de cauchos sintéticos basados en el policloropreno.

Este material permite amortiguar las contracciones y dilataciones en los componente metálicos debidos al efecto térmico asegurando una mejor fijación entre estructura y cubierta.



Fig. 2. 1. Detalle de tornillo autoperforante



Fig. 2. 2. Detalle de tornillería autoperforante sobre cubierta

Por otro lado, en lo que respecta a la estructura de los paneles, existirán dos tipos ya que la nave industrial presenta una cubierta a dos aguas, teniendo el faldón mayor una orientación 15° desviada respecto del Sur.

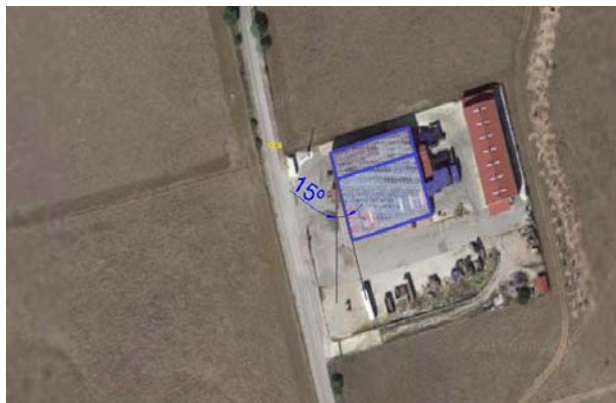


Fig. 2. 3. Orientación de la cubierta

Los dos tipos de estructura a utilizar serán:

- Estructura coplanar: este tipo de estructura se utilizará en los módulos montados en el faldón mayor de la cubierta, la inclinación de los módulos será por tanto la de la propia cubierta ($\beta=10^\circ$).

- Estructura en vela: este es un nombre coloquial para referirse a las estructuras que dotan de cierta inclinación al módulo respecto a la superficie en la que ésta se apoya. Esta estructura se utilizará en el faldón menor de la cubierta con el objetivo de dotar a estos módulos de la misma inclinación, $\beta=10^\circ$.

Las siguientes imágenes muestran ejemplos de los dos tipos de estructura ya nombrados.



Fig. 2. 4. Ejemplo de estructura coplanar sobre cubierta inclinada



Fig. 2. 5. Ejemplo de estructura en vela sobre cubierta inclinada

La estructura se realizará toda ella en aluminio, de este modo se evitarán problemas de corrosión y se añadirá a la cubierta el menor peso posible.

La tornillería empleada en la estructura será de acero inoxidable para evitar procesos de corrosión en la misma, lo que pondría en riesgo la integridad de la estructura.

El montaje del panel sobre la estructura se realizará atornillada, siguiendo las directrices del fabricante del módulo:

- Tornillos M8 de acero inoxidable de 120 mm de longitud.
- Utilizar los cuatro agujeros dispuestos para ello en el panel.
- No bloquear los agujeros de desagüe.
- No realizar agujeros adicionales en el panel.

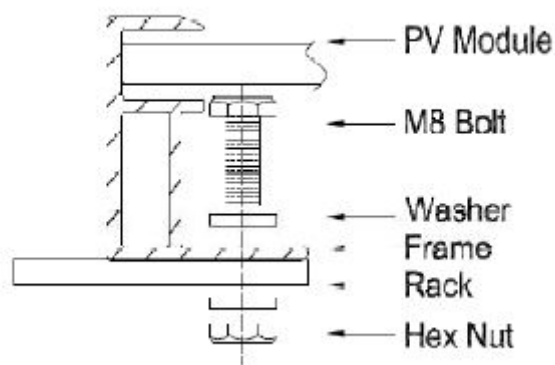


Fig. 2. 6. Método de atornillado según fabricante

Al no existir prácticamente obstáculos en la cubierta, la disposición de los paneles sobre la cubierta se realizará minimizando los costes asociados: cableado, bandejas, etc. Además deberá tenerse en cuenta los límites de pérdidas por orientación e inclinación y por sombreado impuestos por el IDAE.

2.3.5. Cableado

El cableado se dimensionará tratando de minimizar las caídas de tensión, de este modo su sección será tal que garantice una caída de tensión máxima de 1,3% en el tramo de CC y de 1,5% en el tramo de CA, valores que cumplen los límites establecidos por el IDAE. A su vez la longitud del cable será la mínima que permita la correcta disposición de los paneles sobre la estructura.

Para el cable de string se utilizará cable tipo FOTOVOLTAICO ZZ-F, según EA 0038. Este tipo de cable se ha desarrollado expresamente para el uso en Instalaciones Fotovoltaicas. El cable seleccionado es el Exzhellent Solar ZZ-F, de la compañía General Cable, o similar.

En lo que respecta al cableado de agrupación, entre cuadro de CC e inversor, debido a la necesidad de una mayor sección, el cable utilizado será del tipo RV-K, según UNE 21123. Concretamente, se seleccionará el cable RV-K FOC de General Cable o similar.

A continuación se recogen las características que debe presentar el cable de continua utilizado en la instalación, las especificaciones en cuanto a dimensiones se recogen en el anexo correspondiente.

TABLA 2.4. Características del cableado de CC

Cableado de CC	
Cable de string 4 mm ²	
Designación normalizada	FV ZZ-F
Tensión nominal (kV _{CC})	1,8

Material del conductor	Cobre estañado, flexible Clase 5
Aislamiento	Elastómero reticulado libre de halógenos
Cubierta	Elastómero reticulado libre de halógenos
Rango de temp. de operación (°C)	-40 a +90
Resistencia a la intemperie	
No propagador de la llama	
Cable de agrupación 95 mm²	
Designación normalizada	RV-K
Tensión nominal (kV _{CA})	0,6/1
Material del conductor	Cobre, flexible Clase 5
Aislamiento	Polietileno reticulado (XLPE)
Cubierta exterior	Policloruro de vinilo acrílico (PVC flexible)
Rango de temperatura de operación	-40 a +90
Flexibilidad y manejabilidad para facilitar la instalación	
Apto para instalaciones exteriores	
No propagador de la llama	

Para la parte de cableado de CA, se utilizará el mismo cableado que para el caso de cable de agrupación. En este caso se dispondrá de tres líneas trifásicas de 95 mm² y un conductor neutro de 50 mm².

Las distintas líneas deberán estar marcadas con los colores normalizados: fases en marrón, negro y gris; neutro en azul y cable de protección, para las puestas de tierra, amarillo-verde.

Normativa que afecta al cableado

El cable FV ZZ-F seleccionado se halla en conformidad con:

- Norma EA 0038:2008, Cables eléctricos de utilización en circuitos fotovoltaicos.
- UNE-EN 60332-1-2:2005, Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego. Debido a su característica de no propagación de la llama.
- IEC 60754-2:2011, Ensayo de los gases desprendidos durante la combustión de materiales procedentes de los cables. Lo que garantiza la baja acidez y corrosividad de los gases.
- IEC 61034-2:2005, Medida de la densidad de los gases de los humos emitidos por cables. Que garantiza la baja opacidad de los humos emitidos.
- Especificación TÜV 2Pfg 1169

El cable RV-K FOC además del cumplimiento de las tres normas (UNE e IEC) anteriores garantiza el cumplimiento de:

- UNE 21123-2:2010, Cables eléctricos de uso industrial de tensión asignada 0,6/1kV, en lo correspondiente a cables con aislamiento de XLPE y cubierta de PVC.

2.3.6. Canalizaciones

Tubos de protección

Tanto el cableado de agrupación como el cableado de alterna se alojarán en tubos de protección.

Para el cableado de agrupación se utilizará tubo corrugado de PVC de 32 mm de diámetro nominal color negro. En cambio, para el cableado de CA se instalará tubo corrugado de doble pared de Polietileno de Alta Densidad (HDPE) color rojo.

A continuación se recogen las principales características de los tubos de protección empleados en la instalación.

TABLA 5: Características de los tubos para cableado

Tubos de protección	
Tramo cuadro de CC - Inversor	
Material	PVC
Diámetro nominal (mm)	32
Resistencia a la compresión (N)	320
Resistencia al impacto (J)	1
Rango de temp. permitido (°C)	-5 a +60
No propagador de la llama	
Curvable	
Tramo de CA	
Material	HDPE (Polietileno de alta densidad)
Diámetro nominal (mm)	160
Resistencia a la compresión (N)	450
Resistencia al impacto (J)	40
Rango de temp. permitido (°C)	-5 a +60
Curvable	

Rejilla

Para conducir el cableado de string se utilizará una bandeja tipo rejilla. De este modo se permite una mayor circulación de aire entre los cables, esto permite alcanzar una temperatura de

operación menor en el cableado para una misma ubicación respecto al caso de utilizar bandejas convencionales o incluso perforadas. No sólo la mayor ventilación es una ventaja en este tipo de bandejas, también supone un punto a favor el reducido peso de estas y por consiguiente el fácil manejo para su instalación.

La siguiente imagen muestra un ejemplo de bandeja tipo rejilla.



Fig. 2. 7. Detalle de cableado sobre rejilla en Instalación Fotovoltaica

Por consiguiente se seleccionará una rejilla aprobada para tal uso, como es el caso de la bandeja Rejinorma de Schneider Electric con cincado superficial, la ficha técnica de esta se adjunta en el apartado anexos.

Zanjas para cable enterrado

Para el tramo entre el inversor situado a la intemperie y la conexión al cuadro de B.T. en el centro de transformación de la industria es necesario realizar una zanja. Esta zanja deberá excavar de manera que se cumpla con el REBT quedando el cable a una profundidad mínima de 60 cm con un recubrimiento superior mínimo de 6 cm e inferior de 3 cm.

Normativa aplicable a las canalizaciones

En cuanto a los tubos de protección de cableado estos se hallan en conformidad de:

- UNE-EN 61386-22:2005, Sistemas de tubos para la conducción de cables, requisitos particulares para tubos curvables.
- UNE-EN 50086-2-4/A1:2001, Sistemas de tubos para la conducción de cables, requisitos particulares para sistemas de tubos enterrados.
- UNE-EN 60423: 2008, Sistemas de tubos para la conducción de cables, en lo que respecta a diámetros exteriores de dichos tubos.

En cuanto a las rejillas para conducción del cableado, se hallan en conformidad de:

- UNE-EN 61537:2007, Conducción de cables. Sistemas de bandejas y de bandejas de escaleras.

- UNE-EN 12329:2001, en lo que respecta a la protección contra la corrosión de los metales con recubrimientos electrolíticos de cinc.

2.3.7. Cuadro de conexiones y protecciones de CC

La función de este equipo es la de agrupar las diferentes líneas que acometen desde los distintos strings que componen el campo fotovoltaico. Por consiguiente constará de:

- Elementos para conexión de cables: son elementos metálicos rígidos, en general de cobre, a los que se conectan los distintos cables que acometen al cuadro. Funcionan como punto de conexión común entre las distintas líneas de los strings. Por lo tanto, debe soportar la suma de las corrientes que aporta cada uno de estos.
- Prensaestopas: la función de estos elementos es crear una unión hermética entre el hueco por el que acometen los cables al cuadro y el propio cable. De este modo se impide la entrada de agua y otros agentes al interior del cuadro.

Las siguientes dos imágenes muestran estos componentes en su forma general, no específicamente los de la instalación.



Fig. 2. 8. Agrupación de cables en pletina de cobre



Fig. 2. 9. Detalle de prensaestopa

Además este alberga las protecciones de la parte de continua, estas son:

- Fusibles de protección de línea: existirá un fusible por cada string. Se trata de un dispositivo que establece la conexión entre dos partes de un circuito por medio de un elemento metálico de relativo bajo punto de fusión. De este modo, cuando se alcanzan temperaturas elevadas esta lámina metálica se funde abriéndose el circuito e impidiendo el daño de los elementos de la línea. Es un dispositivo que debe remplazarse después de que actúe. Se constituye de un elemento estructural (portafusible) y el fusible propiamente dicho, constituido por un elemento de porcelana que alberga el componente metálico. El objetivo de estos elementos es proteger en primer lugar, contra sobrecargas, es decir, circulación de una corriente mayor a la nominal durante un periodo prolongado, provocándose un sobrecalentamiento de los elementos de la línea. En segundo lugar, estos dispositivos deben proteger frente a cortocircuitos. Esto se produce cuando dos conductores de distinta polaridad se ponen en contacto sin aislamiento de por medio, el resultado de esto es la circulación de una corriente muy superior a la nominal, del orden de los kA. El fusible debe ser capaz de detectar esta corriente y abrir el circuito en un tiempo lo suficientemente corto que no produzca daños sobre las personas ni sobre los equipos.

Se utilizarán fusibles tipo gPV, se trata de una designación normalizada que hace referencia a los fusibles de uso habitual en Instalaciones Fotovoltaicas. Estos son más rápidos que los habituales fusibles gG, con tiempos de actuación de entre 5-25 ms a $1,5I_n$. Este deberá tener intensidad nominal, tensión nominal y poder de corte requeridos, las condiciones para la determinación del fusible necesario se especifican en la Memoria de Cálculos.

A continuación se incluye un ejemplo de la familia de curvas características de fusibles cilíndricos tipo gPV.

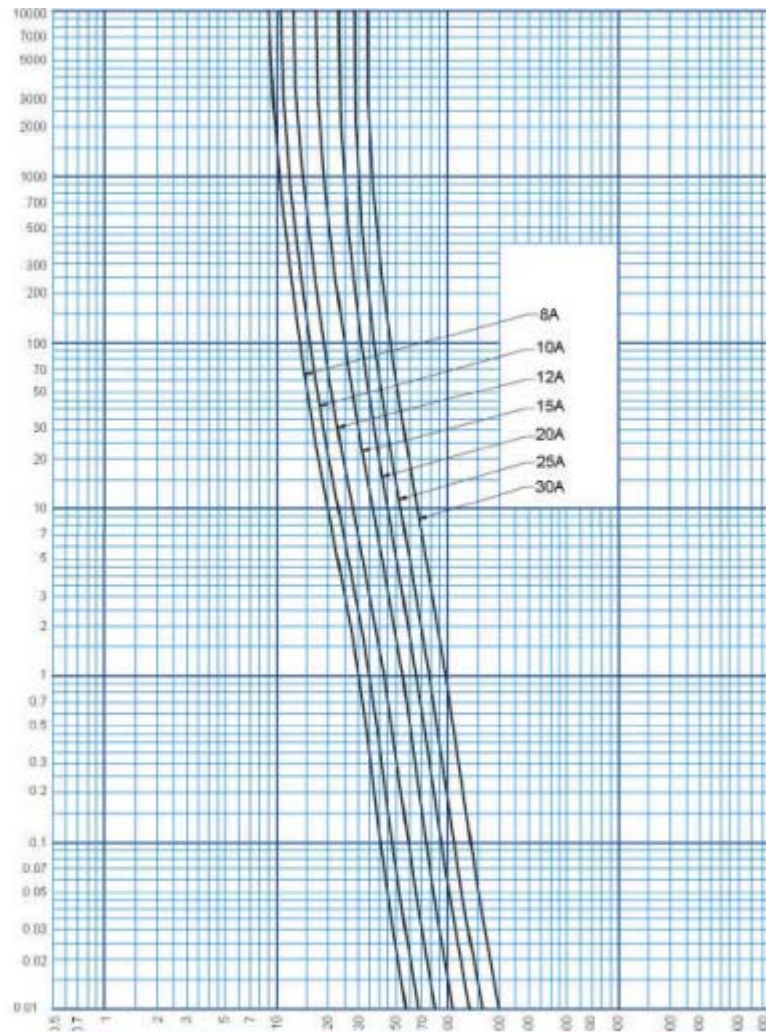


Fig. 2. 10. Familia de curvas I-t fusibles gPV

- Descargadores de sobretensiones: Sobre el generador fotovoltaico, se pueden inducir sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Estas pueden ser directas, como la caída de un rayo en la estructura del edificio o indirectas como la caída de un rayo que afecte a las líneas eléctricas cercanas al edificio.

Aunque el inversor ya dispone de protecciones internas contra sobretensiones, es conveniente colocar protecciones a la entrada de este. De esta forma, además de aumentarse la protección de la instalación, se evita que actúen las protecciones internas del inversor, que detendría la producción de éste.

Estas provocan que a los equipos les llegue una tensión mucho mayor a su tensión nominal, sufriendo daños que varían según la magnitud de la sobretensión así como la duración de esta. Los dispositivos de protección contra sobretensiones “absorben” este exceso de tensión descargando a tierra una corriente elevada.

Estos equipos suelen incluir dispositivos electrónicos como los varistores. Un varistor en funcionamiento normal (con una tensión aplicada de valor relativamente reducido) se

comporta como una resistencia muy grande. Por tanto, es recorrido por una corriente muy pequeña, despreciable, que no influye en el funcionamiento de la instalación. Cuando la tensión aplicada supera un valor umbral, el dispositivo se comporta como una resistencia muy pequeña, permitiendo la circulación de una corriente muy elevada que permite “descargar” este exceso de tensión a través del dispositivo. A continuación se incluye una imagen que muestra la curva de funcionamiento corriente-tensión de un varistor.

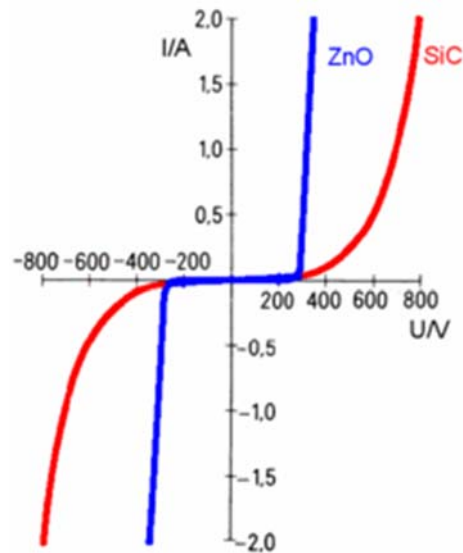


Fig. 2. 11. Curva de funcionamiento de un varistor

El cuadro de CC deberá incluir dispositivos de protección contra sobretensiones de Tipo 2, caracterizados por:

- Protectores con capacidad para derivar a tierra corrientes altas en curva 8/20 μ s.
- Nivel de protección (U_p) medio.
- Son los más ampliamente utilizados porque ofrecen un nivel de protección compatible con la mayoría de equipos que se conectan a la red de alimentación.

Para la instalación, se necesita un cuadro de 24 strings. Este tipo de cuadros no son habituales por lo que no resulta sencillo encontrar modelos estandarizados, es decir, cuadros que se puedan comprar ya incluyendo todos los elementos internos requeridos. Se seleccionará un fabricante, por ejemplo General Electric, para elaborar un cuadro a medida que albergue todos los elementos necesarios para la instalación. Para ello es necesario especificar todos los elementos que se desean incluir en el interior del cuadro así como las características de la envolvente utilizada.

A continuación se muestra una tabla que recoge las especificaciones del cuadro de CC requerido, los catálogos de cada elemento se recogen en el anexo correspondiente.

TABLA 2.6. Características del cuadro de CC

Cuadro de CC	
Estructura del cuadro o envoltente	
Material	Poliéster reforzado con fibra de vidrio
Protección agentes externos	IP 67
Protección impactos mecánicos	IK 10
Temperatura máxima soportada de forma continua, valor mínimo de 70 °C	
Dimensión suficiente para albergar todos los elementos del cuadro	
Con carril DIN	
Elementos internos del cuadro	
Pletinas	2 pletinas de cobre (una para el positivo y otra para el negativo). Deben permitir la conexión de 24 strings y admitir una corriente de $24 \cdot I_{sc} = 200,64$ A
Unión pletina-cable	Mediante terminales de presión con tornillos de latón. <i>Fabricante Gaestopas.</i>
Fusibles	48 fusibles (uno en cada polo) tipo gPV de $I_N = 15A$, $V_n = 1000$ V y $P_{dc} = 30$ kA <i>10x38 mm df Electric gPV.</i>
Portafusibles	<i>Portafusible unipolar 10x38 df Electric</i>
Descargador de sobretensiones	1 descargador de sobretensiones Clase II de $I_{N_desc} = 20$ kA, $U_p \leq 2$ kV <i>SAPV I+II 40/600, General Electric, para aplicaciones fotovoltaicas.</i>
Interruptor	24 interruptores de corte que permitan seccionar en carga los distintos strings que acometen al cuadro. 1 Interruptor de corte, que permita desconectar manualmente todo el campo fotovoltaico del inversor.
Prensaestopas	De material polimérico, con rosca entre partes y protección IP 68 resistente a 5 bar. <i>Fabricante Gaestopas.</i>

Normativa aplicable al cuadro y protecciones de CC

En cuanto a la estructura del cuadro y los prensaestopas.

- UNE-EN 50262:199/A2:2007, Prensaestopas para las instalaciones eléctricas.
- CEI 60529:2001, Grados de protección proporcionados por las envoltentes, código IP.

- UNE-EN 50102/A1 CORR:2002, Grados de protección de las envolventes de materiales eléctricos contra los impactos mecánicos externos.

En lo que respecta a las protecciones y demás elementos internos del cuadro:

- REBT, concretamente ITC-BT-22 para el dimensionado de las protecciones contra sobrecorrientes y ITC-BT-23 para el dimensionado de las protecciones contra sobretensiones.
- Individualmente cada protección se encuentra en conformidad con las normativas europeas y españolas correspondientes.

2.3.8. Puesta a tierra del lado de CC

El objetivo de la puesta a tierra de una instalación eléctrica es evitar los daños contra personas y equipos ante la aparición de corrientes de defecto. Se trata de una corriente indeseada que establece una circulación que no debería existir. Por ejemplo, una corriente de defecto fase-masa implica que se produce una corriente que circula desde la fase de la línea hasta la masa (componente metálico que en funcionamiento normal no debe de poseer tensión), esta corriente da lugar a tensiones de contacto peligrosas para las personas. La siguiente imagen ilustra el defecto fase-masa y su efecto en dos situaciones opuestas.

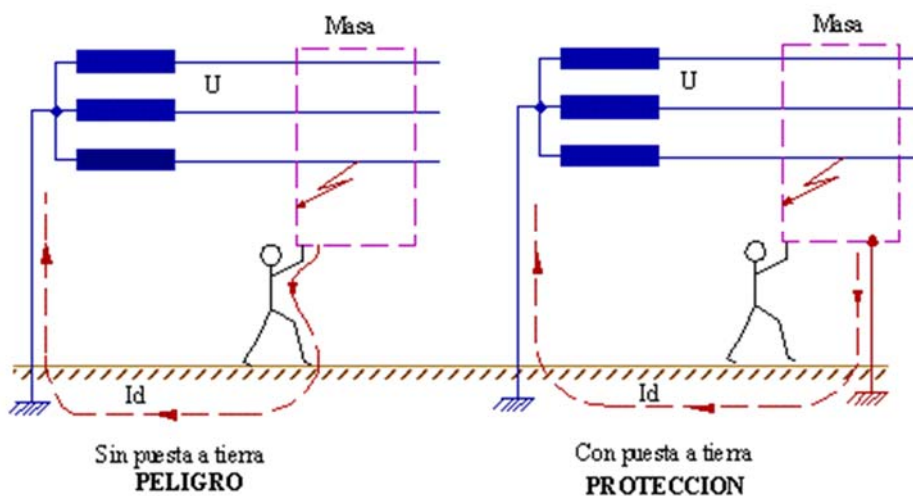


Fig. 2. 12. Esquema de un defecto fase-masa

De la imagen se puede extraer que:

- En caso de producirse un defecto y no estar conectado el sistema a tierra, al tocar una persona la masa cargada se establece una corriente eléctrica que circula entre la masa y tierra a través de la persona, esto es debido a la diferencia de potencial que existe entre la masa cargada y tierra.

- En caso de producirse el defecto y contar con puesta a tierra, al producirse el contacto con la masa, la corriente establece su circulación a través del sistema de puesta a tierra (línea marcada en roja) que opone una resistencia mucho menor que la del cuerpo humano ante el paso de corriente eléctrica.

Esta explicación pone en evidencia la necesidad de proteger las instalaciones con sistemas de puesta a tierra. Además del sentido común, la legislación española para instalaciones eléctricas, nos obliga a establecer esta protección.

Existen diversos esquemas de conexión a tierra de una instalación. Para el lado de CC se utilizará un sistema tipo IT, también conocido como sistema flotante pues todos los conductores activos de la instalación se encuentran aislados de tierra. Por el contrario, todas las masas metálicas deben ponerse a tierra.

En este esquema de conexión, un primer defecto no genera tensiones de contacto peligrosas ya que al existir una resistencia entre neutro y tierra tan elevada, en general mayor de 2 k Ω , el bucle de defecto no logra cerrarse y el sistema se encuentra en circuito abierto.

No ocurre lo mismo al producirse un segundo defecto. Este establecería un camino para cerrar el bucle a través de tierra, induciéndose por tanto tensiones peligrosas entre las masas accesibles simultáneamente.

Por estos motivos, los sistemas conectados a tierra en modo flotante requieren de:

- Un vigilante de aislamiento, que indique que se ha producido un defecto de aislamiento; que podría derivar en una situación peligrosa de producirse un segundo defecto. Este dispositivo lo incorpora el inversor seleccionando avisando con un dispositivo sonoro y/o visual en el momento en que se produce un defecto de aislamiento.
- Aislamiento de Clase II en todas las partes accesibles, de este modo se minimizan posibles efectos perniciosos ante la aparición de un primer defecto.
- Por último, no por ello menos importante, una buena medida de seguridad consiste en asegurar la equipotencialidad de todas las masas accesibles simultáneamente. Esto se conseguirá poniendo a tierra simultáneamente todas las masas de la instalación. Con esta actuación se consigue que en el caso de producirse un segundo defecto a tierra del otro borne, en instalaciones FV, no afectaría negativamente a la seguridad de las personas ante un contacto indirecto a masa, puesto que esta situación pondría las instalaciones en cortocircuito, lo que idealmente resultaría en tensiones de cero voltios.

Los conductores de puesta a tierra serán de cobre y con sección de 4 mm², estarán recubiertos de aislante color amarillo-verde como es habitual. Los conductores de puesta a tierra de los equipos se conectarán formando una tierra común que posteriormente irá conectada a tierra por medio de una pica de acero cobreado de 2,5 m de longitud y 18 mm de diámetro.

Esta tierra común se conducirá en la bandeja tipo rejilla del mismo modo que los conductores de agrupación y posteriormente se llevará a nivel del suelo utilizando el mismo tubo de PVC.

La pica o electrodo de puesta a tierra se colocará separado notablemente de la pica de puesta a tierra de CA para evitar que se cierre una corriente de defecto entre los dos electrodos.

2.3.9. Protección frente a funcionamiento en modo isla

Los inversores que funcionan en paralelo con la red (inversores conectados a la red) funcionan como fuentes de corriente que alimentan la red eléctrica. Este tipo de inversores normalmente no puede alimentar la red eléctrica porque no funcionan como fuente de tensión. Los inversores conectados a la red la alimentan con corriente alterna con la misma frecuencia que la tensión de la red.

En situación normal, el funcionamiento de la instalación en relación con la red puede ilustrarse con la siguiente imagen.

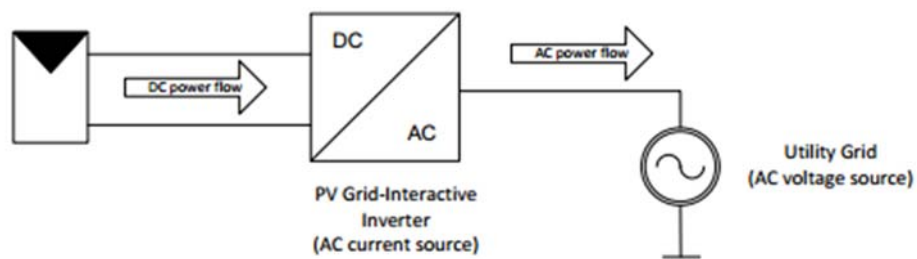


Fig. 2. 13. Esquema de funcionamiento normal de la instalación

La condición de isla existe cuando, debido a un fallo de la red o a una situación de carga concreta, la red presenta un comportamiento de carga resonante. En tal situación, aunque ya no hay voltaje de la red, la resonancia entre el componente L-C todavía mantiene el voltaje en el terminal de salida del inversor y, por lo tanto, es posible que el inversor no detecte la ausencia de voltaje de la red. En este caso, si la carga resistiva se ajusta a la potencia producida por el inversor, aún es posible el funcionamiento en paralelo y se crea la condición de isla. A continuación se incluye una imagen que ilustra lo explicado.

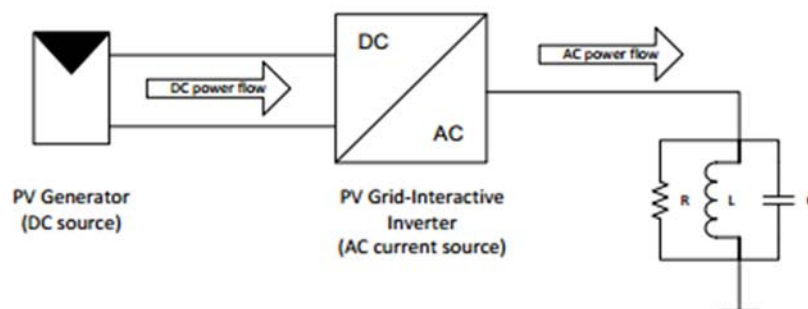


Fig. 2. 14. Esquema de funcionamiento en modo isla

Los principales problemas que genera un funcionamiento es modo isla son:

- Relacionados con la seguridad: si existe una condición de isla, los trabajadores de la red

pública podrían encontrarse inesperadamente con cables cargados en momentos en los que se esperaba no existiese tensión en la línea.

- Daños al equipo: en teoría podría dañarse el equipo del cliente si los parámetros de funcionamiento difieren mucho de la norma. En este caso, la red pública es la responsable del daño.
- Terminar el fallo: volver a cerrar el circuito de una isla activa puede causar problemas en el equipo de la red pública, o provocar que los sistemas automáticos de cierre no detecten el problema.
- Daños al inversor: el doble cierre en la isla activa puede causar daños en los inversores.

La protección frente a funcionamiento en modo isla se basa en observar la frecuencia de la red, la condición de isla provocaría un cambio en el valor de ésta. Es entonces cuando deberá actuar la protección desconectando el inversor de la red.

Esta función será llevada a cabo por el inversor, que lleva incorporado un sistema anti-isla.

2.3.10. Separación galvánica

Según el Real Decreto 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de las instalaciones fotovoltaicas generadoras de potencia nominal menor o igual a 100 kW, debe existir una separación galvánica entre la red de distribución y la instalación generadora.

Las funciones que debe realizar este dispositivo de aislamiento son las siguientes:

- Aislar la instalación generadora para evitar la transferencia de defectos entre la red y la instalación.
- Proporcionar seguridad al personal.
- Evitar la inyección de corriente continua en la red. Concretamente, tal y como se indica en la “Nota de interpretación técnica de la equivalencia de la separación galvánica de la conexión de instalaciones generadoras de baja tensión” del REBT, esta componente de continua debe ser menor al 0,5% del valor eficaz de la corriente de salida del inversor medido en un periodo de 10 segundos.

En nuestro caso particular, la separación galvánica de la Instalación Fotovoltaica y la Red de Distribución de B.T. se realiza por medio del transformador de aislamiento integrado en el propio inversor.

2.3.11. Armario de conexión y protecciones en CA

Las líneas de CA de la Instalación Fotovoltaica acometen a un cuadro propiedad de la industria, cuadro de conexiones de CA.

Este cuadro se conecta al Cuadro de Baja Tensión (CBT) del propio edificio, desde el cual parte la línea general de alimentación (LGA) de la industria.

El cuadro de conexiones de CA deberá constar de las siguientes protecciones:

- **Interruptor magnetotérmico:** la función de estos equipos es proteger frente a sobrecargas y cortocircuitos, es decir, cumplen las mismas funciones que los fusibles abriendo el circuito cuando se producen tales situaciones. El nombre compuesto magnetotérmico hace referencia a los dos principios de funcionamiento de este dispositivo.

Por un lado, consta de un sistema de desconexión térmico, este consta de una lámina bimetálica que se curva en función del calor que produce la corriente que lo atraviesa. Este es el sistema que permite la protección frente a sobrecargas, es decir corrientes superiores a la nominal durante un periodo de tiempo relativamente prolongado.

Por otro lado, el sistema de desconexión magnético, consta de un núcleo de hierro que se encuentra inmerso en un campo magnético proporcional al valor de la corriente que circula por el dispositivo. Cuando la intensidad que circula es muy elevada se induce un campo magnético que genera una fuerza que hace desplazarse al elemento ferromagnético, produciéndose la apertura del circuito.

Además, estos dispositivos presentan la posibilidad de ser accionados manualmente por lo que no es necesario instalar un seccionador en el lado de CA.

- **Interruptor diferencial:** estos equipos protegen frente a corrientes diferenciales residuales, que se corresponden con la diferencia entre las corrientes entrantes y salientes de la instalación receptora. El valor de estas corrientes difiere de cero únicamente si existe un defecto de aislamiento produciéndose un camino de circulación de la corriente anormal, como por ejemplo: a tierra. Estos dispositivos protegen frente a contactos directos e indirectos, incluso frente a riesgo de incendios. El funcionamiento de estos dispositivos se basa en principios electromagnéticos.

Concretamente el magnetotérmico seleccionado es el modelo DPX³ 160 de Legrand y el interruptor diferencial el modelo DX³ 300 mA también de Legrand. A continuación se recoge una tabla con las especificaciones de estos componentes.

TABLA 2.7. Características de las protecciones de alterna

Protecciones CA	
Interruptor magnetotérmico	
Número de polos	4
Corriente nominal (A)	160
Tipo de poder de corte	C
Pdc (kA) 380-415 V _{CA}	16
Corriente de disparo magnético (A)	1600
Soporte de montaje	Perfil DIN
Interruptor diferencial	
Número de polos	4
Corriente nominal (A)	160

Sensibilidad (mA)	300
Capacidad de cierre y corte nominal (A)	1500
Pdc (kA)	16
Tensión nominal de empleo (V)	400/415

Normativa aplicable a las protecciones de CA

Los dispositivos de protección del lado de alterna seleccionados garantizan el cumplimiento de las siguientes normas:

- UNE-EN 61008-1:2013, Interruptores automáticos para actuar por corriente diferencial residual sin dispositivo de protección contra sobrecorrientes (ID).
- UNE-EN 60947-3:2009/A1:2013, Aparata de baja tensión. Parte 3: interruptores, seccionadores y combinados fusibles.

2.3.12. Contador

Si se venden los excedentes de energía es necesario que el contador que posee la industria en su centro de transformación sea bidireccional.

Si no se trata de un contador de este tipo será necesario adquirir uno, lo que en general se realiza en régimen de alquiler con la compañía distribuidora.

2.3.12. Sistema de monitorización de la instalación

Si se desea tener un control exhaustivo del estado de la instalación conviene instalar un sistema de monitorización-comunicación. Power Electronics ofrece el equipo Freesun Data Center. Este puede conectarse al inversor y permite al usuario visualizar el estado de la instalación conectándose a través de internet.

El dispositivo proporciona gran cantidad de datos de la instalación, entre ellos están:

- Potencia del inversor (kW)
- Energía diaria (kWh)
- Corriente del inversor (A)
- Voltaje en CC y CA (V)
- Ahorro de CO₂
- Cálculo del Performance Ratio, PR, de la instalación.

2.4. Normativa

2.4.1. Legislación de ámbito nacional

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, del Ministerio de Ciencia y Tecnología, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión, e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51 (BOE número 224, de 18 de septiembre de 2002).
- 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.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre de 1997, sobre Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras
- Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura. BOE núm. 274 de 13 noviembre BOE nº 274 13/11/2004
- Normalización Nacional. Normas UNE
- CTE, Código Técnico de la Edificación.
- Normas particulares de la compañía suministradora, SEVILLANA ENDESA.

2.4.2. Legislación de ámbito autonómico

- ORDEN de 26 de marzo de 2007, por la que se aprueban las especificaciones técnicas de las instalaciones fotovoltaicas andaluzas. (BOJA no 80 del 24/04/2007)

3. MEMORIA DE CÁLCULOS

3.1. Dimensionado del generador fotovoltaico

3.1.1. Número total de módulos y selección del inversor.

Se desea dimensionar una instalación de aproximadamente 100 kWn, esta potencia nominal se relaciona con la potencia que suministra el inversor. Por tanto, para obtener este valor de potencia nominal la potencia pico, del generador fotovoltaico se fijará en 110 kWp. De este modo el número total de módulos requeridos es:

$$N_{TOT} = \frac{P_{GFV_MAX}}{P_{MOD}} = \frac{110000 \text{ W}}{230 \text{ W}} = 478,26 \text{ módulos} \quad (3. 1.)$$

Siendo:

- N_{TOT} : número total de módulos fotovoltaicos.
- P_{GFV_MAX} : potencia máxima (pico) del generador fotovoltaico.
- P_{MOD} : potencia pico de los módulos seleccionados.

Se elegirán 480 módulos pues el entero superior, 479, resultaría en un número total de módulos impar. Por consiguiente, la Instalación Fotovoltaica tendrá una potencia pico de $P_{GFV_MAX}= 110, 4$ kWp.

Teniendo en cuenta la legislación andaluza, concretamente el ITC-FV-09, el factor de dimensionado del inversor (F_s) debe estar entre 0,7 y 1,2. Teniendo en cuenta lo anterior, se ha elegido un valor de 0,85 que resulta habitual para una instalación en el Sur de Europa (lat. 35-45º), por lo que la potencia de entrada al inversor máxima será:

$$P_{DC_MAX} = F_s \cdot P_{GFV_MAX} = 0,85 \cdot 110,4 \text{ kWp} = 93,84 \text{ kWp} \quad (3. 2.)$$

Siendo:

- P_{DC_MAX} : potencia máxima de entrada al inversor.
- F_s : factor de dimensionado del inversor.

Por consiguiente, la instalación constará de un inversor de 100 kW nominales de potencia de entrada.

3.1.2. Número de módulos conectados en serie

El número máximo de módulos que se conectan en serie está limitado por el requisito de que la máxima tensión del campo fotovoltaico sea inferior a la tensión de entrada máxima admitida por el inversor. Es decir, deberá cumplirse:

$$N_{S_MAX} \leq \frac{V_{DC_MAX}}{V_{MOD_OC}(G_{STC}, T_{MIN})} \quad (3.3.)$$

Siendo:

- N_{S_MAX} : número máximo de módulos en serie.
- V_{DC_MAX} : tensión máxima de entrada al inversor
- $V_{MOD_OC}(G_{STC}, T_{MIN})$: es la máxima tensión que puede darse en el módulo fotovoltaico. Esta tensión se corresponde con la tensión de circuito abierto en condiciones de radiación estándar, 1000 W/m² y de mínima temperatura.

Esta se obtiene a partir de la expresión:

$$V_{MOD_OC}(G_{STC}, T_{MIN}) = V_{MOD_OC-STC} + \beta_V \cdot (T_{MIN} - 25^\circ C) \quad (3.4.)$$

Siendo:

- V_{MOD_OC-STC} : tensión de circuito abierto del módulo en condiciones estándar, 1000 W/m² y 25°C. Para el módulo seleccionado su valor es de 36,58 V.
- β_V : coeficiente de corrección de la tensión, para el módulo seleccionado su valor es de -0,0030 V/°C
- T_{MIN} : temperatura mínima que alcanza el módulo. En este caso se tomará una posición conservadora y se considerará un valor de -10 °C.

Por lo que la tensión máxima en el módulo fotovoltaico será:

$$V_{MOD_OC}(G_{STC}, T_{MIN}) = 36,58 \text{ V} + \left(-0,0030 \frac{\text{V}}{^\circ\text{C}}\right) \cdot (-10^\circ\text{C} - 25^\circ\text{C}) = 36,685 \text{ V}$$

Luego volviendo a la ecuación (3.3.) y teniendo en cuenta que para el inversor de Power Electronics seleccionado $V_{DC_MAX}=900 \text{ V}$, el número máximo de módulos en serie resulta:

$$N_{S_MAX} \leq \frac{900 \text{ V}}{36,685 \text{ V}} = 24,53 \text{ módulos}$$

Por lo tanto el número máximo de módulos a conectar en serie se sitúa en 24 unidades.

Por otro lado, el número mínimo de módulos conectados en serie debe ser tal que permita que la tensión del campo fotovoltaico sea en todo momento mayor que la mínima tensión a la que funcione el seguidor del PMP del inversor. Lo que se resume en:

$$N_{S_MIN} \geq \frac{V_{DC_MIN}}{V_{MOD_MIN}(G_{STC}, T_{MAX})} \quad (3.5.)$$

Siendo:

- N_{S_MIN} : número mínimo de módulos en serie.
- V_{DC_MIN} : tensión mínima del sistema de seguimiento de PMP del inversor
- $V_{MOD_MIN}(G_{STC}, T_{MAX})$: mínima tensión que puede darse en el módulo fotovoltaico. Esta tensión se corresponde con la tensión del módulo en el punto de máxima potencia corregida para las condiciones de 1000 W/m² y máxima temperatura de operación del módulo, T_{MAX} .

El cálculo de V_{MOD_MIN} se realiza a partir de la expresión:

$$V_{MOD_MIN}(G_{STC}, T_{MAX}) = V_{MOD_PMP} + \beta_V \cdot (T_{MAX} - 25^{\circ}C) \quad (3.6.)$$

Siendo:

- V_{MOD_PMP} : tensión del módulo en el punto de máxima potencia, en el caso del módulo seleccionado este valor es
- β_V : coeficiente de corrección de la tensión, para el módulo seleccionado su valor es de -0,0030 V/°C
- T_{MAX} : temperatura máxima que alcanza el módulo, se considerará de 70°C, lo que supone un valor conservador.

Por lo que la tensión mínima que se alcanzará en el módulo será:

$$V_{MOD_MIN}(G_{STC}, T_{MAX}) = 29,49 \text{ V} + \left(-0,0030 \frac{\text{V}}{^{\circ}\text{C}}\right) \cdot (70^{\circ}\text{C} - 25^{\circ}\text{C}) = 29,355 \text{ V}$$

Luego volviendo a la ecuación (3.5.) y teniendo en cuenta que para el inversor de Power Electronics seleccionado $V_{DC_MIN}=900 \text{ V}$, el número de módulos máximo en serie resulta:

$$N_{S_MIN} \geq \frac{450 \text{ V}}{29,355 \text{ V}} = 15,33 \text{ módulos}$$

Por lo tanto el número mínimo de módulos a conectar en serie se sitúa en 16 unidades.

Finalmente se debe elegir un valor comprendido en el rango $16 < N_S < 24$. Se fijará el número de módulos en serie en 20 unidades.

3.1.3. Número de módulos conectados en paralelo

El número máximo de módulos que se conectan en paralelo está limitado por el requisito de que la máxima corriente del campo fotovoltaico sea inferior a la corriente de entrada máxima admitida por el inversor. Es decir, deberá cumplirse la siguiente ecuación:

$$N_P \leq \frac{I_{DC_MAX}}{I_{MOD_SC}(T_{MAX})} \quad (3.7.)$$

Siendo:

- I_{DC_MAX} : la corriente máxima de entrada al inversor. En nuestro caso 258 A.
- $I_{MOD_SC}(T_{MAX})$: es la máxima corriente que puede entregar el módulo. Esta corriente se corresponde con la corriente de cortocircuito en condiciones de temperatura máxima.

Para obtener dicha corriente se utiliza la expresión:

$$I_{MOD_SC}(T_{MAX}) = I_{MOD_SC_STC} + \alpha_I \cdot (T_{MAX} - 25^{\circ}C) \quad (3. 8.)$$

Siendo:

- $I_{MOD_SC_STC}$: corriente de cortocircuito del módulo en condiciones de 1000 W/m² y 25°C. Para el módulo seleccionado es de 8,36 A.
- α_I : coeficiente de corrección de la corriente, para el módulo seleccionado su valor es de 0,0007 A/°C
- T_{MAX} : temperatura máxima que alcanza el módulo, se considerará de 70°C, lo que supone un valor conservador.

Por lo que se obtiene una $I_{MOD_SC}(T_{MAX}) = 8,3915$ A y un número máximo de módulos conectados en serie de $N_P \leq 29$ unidades.

Se elegirán 24 módulos en paralelo, puesto $N_P = N_{TOT} / N_S = 480 / 20 = 24$ módulos cumple con el criterio de corriente máxima de entrada al inversor desarrollado anteriormente.

Finalmente, se concluye que la instalación se compone de un total de 480 módulos compuesto por 24 ramales en paralelo de 20 módulos en serie cada uno.

3.2. Dimensionado del cableado

La instalación cumple con todas las consideraciones técnicas expuestas en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, así como con el REBT.

La elección de la sección del cableado se ha basado en la aplicación de dos criterios: Criterio de Corriente y Criterio de Caída de Tensión. Ambos casos se fundamentan en el Efecto Joule, de modo que la emisión de calor debe quedar siempre por debajo de la soportada por el cable. Se adoptará, en cada situación, la sección mayor de entre las obtenidas mediante los dos métodos citados.

El valor máximo de caída de tensión, en adelante c.d.t., para cableado de continua es de 1,5% según el IDAE, este incluye tanto el cableado de string como el cableado del cuadro de continua al inversor. La forma en la que esta caída de tensión se divide entre el tramo de string y el del cuadro al inversor no viene fijada por normativa. En nuestro caso concreto se considerará un valor de 1% para el primer tramo y 0,3% para el segundo.

El valor máximo de caída de tensión para el cableado de alterna es de un 1,5% según el IDAE. En nuestro caso concreto se fijará un valor máximo de c.d.t. de 1,5 %.

Las longitudes de cableado se obtendrán a partir de las mediciones realizadas sobre el plano de la instalación. Estas deberán ser tales que no generen esfuerzos entre los elementos que unen y deberán de encontrarse firmemente amarrados para evitar caídas por parte del personal de mantenimiento de la instalación.

3.2.1. Cableado de CC

Cableado de strings

Este tramo de cableado comprende el cable entre módulos y desde el final de cada string hasta el cuadro de conexiones de continua.

Criterio de c.d.t. máxima

El criterio de c.d.t. máxima establece un valor máximo de caída de tensión en el tramo de cableado que se está dimensionando. Fijada la longitud del tramo de cable, impuesta por la disposición de los módulos, es la sección del mismo la que se relaciona con el límite de c.d.t. impuesto.

En el caso del cableado de strings, la expresión que permite obtener la sección mínima de cableado es:

$$S_{string} = \frac{2 \cdot L_{string} \cdot I_{string}}{\frac{\Delta V_{string}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V_{string}} \quad (3.9.)$$

Siendo:

- L_{string} : longitud desde el módulo más alejado a la conexión al cuadro de CC.
- I_{string} : intensidad máxima que recorre cada string. Esta será igual a la intensidad de un módulo que se toma como la intensidad de este en el punto de máxima potencia y condiciones estándar de radiación y temperatura; 7,81 A.
- $\sigma(T_{max})$: conductividad del cobre en condiciones de temperatura máxima. Es una posición conservadora pues simultáneamente no podrán darse la temperatura máxima y las condiciones estándar de temperatura. Para una temperatura del conductor de 90°C resulta $44 \Omega^{-1} \cdot m/mm^2$.
- V_{string} : tensión del string. Será el resultado de multiplicar el número de módulos en serie, 20, por la tensión de cada uno que se tomará como la tensión en el punto de máxima potencia. Lo que resulta en 589,8 V.
- $\Delta V_{string}(\%)$: caída de tensión máxima en valor porcentual admitida en cada string. Se tomará un valor de 1%.

Al ser todas las ramas en paralelo del mismo número de módulos todos los términos de la fórmula anterior serán iguales para los distintos strings a excepción de la longitud de cada string.

Al realizarse los cálculos se obtiene una sección mínima comercial de 4 mm². La siguiente tabla recoge los cálculos realizados para los 24 strings. Debido a la disposición simétrica de los módulos, los cálculos pueden simplificarse a la mitad. La distribución de los strings según numeración puede observarse en el plano Distribución Eléctrica General.

TABLA 3. 1. Cálculo de las secciones de cable de string por criterio de c.d.t. máxima

Cableado de strings						
	L_string (m)	I_string (A)	V_string (V)	Δv(%)	σ(Ω ⁻¹ ·m/mm ²)	S_string (mm ²)
S-1/S-13	25,19	7,81	589,8	1	44	1,52
S-2/S-14	30,19	7,81	589,8	1	44	1,82
S-3/S-15	35,51	7,81	589,8	1	44	2,14
S-4/S-16	37,80	7,81	589,8	1	44	2,28
S-5/S-17	40,09	7,81	589,8	1	44	2,41
S-6/S-18	42,38	7,81	589,8	1	44	2,55
S-7/S-19	44,67	7,81	589,8	1	44	2,69
S-8/S-20	46,96	7,81	589,8	1	44	2,83
S-9/S-21	49,25	7,81	589,8	1	44	2,96
S-10/S-22	51,54	7,81	589,8	1	44	3,10
S-11/S-23	53,83	7,81	589,8	1	44	3,24
S-12/S-24	56,12	7,81	589,8	1	44	3,38

Criterio de corriente máxima

En ese caso se trata de seleccionar el cable a partir del siguiente criterio: el cable seleccionado debe ser tal que presente una intensidad máxima admisible un 25% mayor que la máxima intensidad que puede darse en dicho tramo de cableado, según UNE 60364-7-712.

En el caso del cableado de strings, estas intensidades admisibles se recogen tabuladas en la Tabla A.3 de la norma UNE-EN 50618 de marzo del 2015.

El cable seleccionado deberá admitir una corriente de valor:

$$I_o \geq 1,25 \cdot I_{string_max} \quad (3. 10.)$$

Siendo I_{string_max} la corriente máxima que circulará por cada string, que será para todos ellos igual a la corriente de cortocircuito del módulo seleccionado, la cual es de 8,36 A. Por tanto la corriente máxima admisible en el conductor seleccionado será:

$$I_o \geq 1,25 \cdot 8,36 A = 10,45 A$$

TABLA 3. 2. Intensidad máxima admisible en cable de uso fotovoltaico en CC

Sección nominal mm ²	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie A
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620

Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4).
Temperatura máxima del conductor: 120 °C.

NOTA El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.

Fuente: Norma UNE-EN 50618:2015, Tabla A.3

Consultando en la tabla se observa que para el caso de sección de 4 mm², el valor de intensidad máxima admisible para conductores sobre superficie es de 52 A. Ahora bien, esta capacidad de conducción se verá mermada por las condiciones de la instalación y se corregirá a partir de la siguiente expresión:

$$I_z = K1 \cdot K2 \cdot I_o \quad (3. 11.)$$

Siendo:

- I_z : corriente máxima admisible en el conductor en servicio permanente según composición del conductor y condiciones de instalación.
- I_o : corriente máxima admisible en el conductor en servicio permanente a 60 °C del conductor individual.
- $K1$: factor a aplicar por agrupación de cables. Se considerarán las condiciones del tramo final, en el cual se encuentran los 24 circuitos agrupados. El valor de este coeficiente resulta ser de 0,38 para el caso de veinte o más circuitos sobre superficie, según Tabla B.52.17 de UNE HD 60364-5-52.

- K_2 : factor de reducción por temperatura de operación distinta a 60°C, para el caso de una temperatura de operación de 90°C ya considerada para el criterio de c.d.t. máxima este factor resulta de 0,75 según Tabla A.4 de UNE-EN 50618.

TABLA 3. 3. Correcciones para temperaturas ambientes distintas a 60 °C

Temperatura ambiente °C	Factor de conversión
Hasta 60	1,00
70	0,92
80	0,84
90	0,75

Fuente: Norma UNE-EN 50618:2015, Tabla A.4

TABLA 3. 4. Factores de corrección para agrupación de cables

Punto	Disposición (En contacto)	Número de circuitos o de cables multipolares											Para usarse con las corrientes admisibles, referencia	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16		20
1	Agrupados en el aire, sobre una superficie, empotrados o en el interior de una envolvente	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	B.52.2 a B.52.13 Métodos A a F

Fuente: Norma UNE-HD 60634-5-52, fragmento de Tabla B.52.17.

Por lo que finalmente el valor de la corriente máxima admisible será:

$$I_z = 0,38 \cdot 0,75 \cdot 52 A = 14,82 A > 10,45 A$$

Lo que resulta en una sección superior a la requerida según el criterio térmico. Por tanto, se elegirán cables unipolares de Cu con aislamiento de XLPE y cubierta de PVC de sección $S_{string}=4 \text{ mm}^2$.

Para el cableado entre los módulos que constituyen un mismo string, se empleará el cableado del propio módulo, de longitud 1100 m, que incluye un conector rápido MC4 de 4 mm² de sección en cada terminal.

Cableado entre el cuadro de conexiones y el inversor

Este cable comprende el cable que desde la salida del cuadro de continua, al que han acometido todos los conductores de cada string, acomete la entrada del inversor de la instalación.

Criterio de c.d.t. máxima

De forma análoga al cableado de string, la expresión que permite determinar la sección mínima del conductor teniendo en cuenta el límite de c.d.t. establecido es:

$$S_{agrupación} = \frac{2 \cdot L_{agrupación} \cdot N_p \cdot I_{string}}{\frac{\Delta V_{cuadro-inv}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{max}) \cdot N_s \cdot V_{string}} \quad (3. 12.)$$

Siendo:

- $L_{agrupación}$: longitud desde el cuadro de conexiones al inversor, esta distancia es de 8 m.
- $N_p \cdot I_{string}$: intensidad máxima que circulará. Esta será igual a la intensidad de cada módulo que se toma como la intensidad de este en el punto de máxima potencia y condiciones estándar de radiación y temperatura multiplicada por el número de ramas en paralelo, 187,44 A.
- $\sigma(T_{max})$: conductividad del cobre en condiciones de temperatura máxima. Es una posición conservadora pues simultáneamente no podrán darse la temperatura máxima y las condiciones estándar de temperatura. Para una temperatura del conductor de 90°C resulta $44 \Omega^{-1} \cdot m/mm^2$.
- V_{string} : tensión del string. Será el resultado de multiplicar el número de módulos en serie, veinte, por la tensión de cada uno que se tomará como la tensión en el punto de máxima potencia. Lo que resulta en 589,8 V.
- $\Delta V_{string}(\%)$: caída de tensión máxima en valor porcentual admitida en cada string. Se tomará un valor de 0,3% dejando un margen para la caída de tensión producida en las conexiones al cuadro.

Los cálculos realizados se recogen a continuación:

TABLA 3. 5. Cálculo de las secciones de cable de agrupación por criterio de c.d.t. máxima

Cableado cuadro de conexiones-inversor					
L_agrup (m)	Np·I_string (A)	V_string (V)	Δv(%)	σ(Ω ⁻¹ ·m/mm ²)	S_agrup (mm ²)
8	187,44	589,8	0,3	44	38,52

Para la elección de la sección comercial de este tramo de cable se recurre a la tabla A-52 bis de la norma UNE 20560-5-523. El motivo es que esta resulta más restrictiva que la nueva UNE-EN 50618, además distingue entre los distintos métodos de instalación y según la legislación el uso de la norma anterior será válido hasta noviembre de 2015.

En nuestro caso, el método de instalación es en tubo de PVC tanto en el tramo sobre cubierta como en el tramo de descenso al inversor, lo que se corresponde según la norma con el método B1.

Como no existe una columna específica para el caso de un conductor único, se toma los valores para dos conductores con aislamiento de XLPE.

Puede verse como la sección comercial superior a la calculada es de valor 50 mm².

A continuación se recoge la tabla citada resaltándose sobre ella la columna de intensidades admisibles correspondientes al método de instalación B1 y el aislamiento de XLPE para dos conductores.

TABLA 3. 6. Intensidades admisibles en amperios para una temperatura ambiente de 40 °C

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento												
		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
A1		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2								
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2				
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2			
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
F							PVC3		PVC2	XLPE3	XLPE2		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Sección mm ² Cu													
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	-	
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	-	
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-	
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-	
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-	
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-	
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140	
35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174	
50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210	
70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269	
95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327	
120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380	
150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438	
185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590	

Fuente: Norma UNE 20560-5-523, tabla A-52 bis

Criterio de corriente máxima

El cable seleccionado deberá admitir una corriente de valor:

$$I_o \geq 1,25 \cdot I_{agrupación_max} \quad (3. 13.)$$

Siendo $I_{agrupación_max}$ la corriente máxima que circulará por el cable entre el cuadro de conexiones y el inversor. Será en las condiciones más desfavorables, la corriente de cortocircuito de un módulo multiplicado por en número de módulos en paralelo, resultando de 187,44 A. Por tanto la corriente máxima admisible en el conductor seleccionado será:

$$I_o \geq 1,25 \cdot 187,44 A = 234,3 A$$

Se puede ver como el cable de 50 mm² obtenido a partir del criterio de c.d.t. máxima no garantiza el cumplimiento de este segundo criterio. Se tomará el cable de sección 95 mm² con una corriente máxima admisible de 259 A, corrigiéndose este valor a partir de la expresión:

$$I_z = K1 \cdot K2 \cdot I_o$$

Siendo en este caso:

- $K1=1$, pues no existe agrupación de cables.
- $K2=1$, pues I_o ya se encuentra tabulada para una temperatura del cable de 90°C.

Por lo que la corriente máxima admisible en las condiciones de la instalación, I_z , será:

$$I_z = 1 \cdot 1 \cdot 269 \text{ A} = 269 \text{ A} > 234,3 \text{ A}$$

Por consiguiente, se utilizará cable unipolar de Cu con aislamiento de XLPE y cubierta de PVC con una sección de $S_{agrupación}=95 \text{ mm}^2$

3.2.2. Cableado de CA

Este tramo discurre desde la salida del inversor, ya en corriente alterna, hasta el cuadro de protección y medida de CA.

Este tramo discurrirá bajo tubo enterrado, lo que se corresponde con el método D según norma UNE 20460-5-523.

Criterio de c.d.t. máxima:

De forma análoga al cálculo en el cableado de CC, la expresión para el cálculo de la sección mínima siguiendo este criterio queda:

$$S_{CA_trif} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{CA} \cdot I_{inv_CA} \cdot \cos \varphi}{\frac{\Delta V_{CA}(\%)}{100} \cdot \sigma(T_{max}) \cdot V_{línea}} \quad (3. 14.)$$

Siendo:

- L_{CA} : la longitud del tramo de cableado de alterna.
- I_{inv_CA} : la corriente nominal del inversor en la parte de alterna (salida), para el modelo seleccionado su valor es 145 A
- $\cos \varphi$: puede fijarse en el inversor y por tanto se considerará de valor unitario.
- $\Delta V_{CA}(\%)$: c.d.t. máxima en valor porcentual para el cableado de alterna. Se tomará de valor 1,5%, límite establecido por el IDAE.
- $\sigma(T_{max})$: conductividad del cobre en condiciones de temperatura máxima. Es una posición conservadora pues simultáneamente no podrán darse la temperatura máxima y las condiciones estándar de temperatura. Para una temperatura del conductor de 90°C resulta $44 \Omega^{-1} \cdot \text{m}/\text{mm}^2$.

- $V_{línea}$: la tensión entre fases, su valor es de 400 V.

Los cálculos realizados son:

TABLA 3. 7. Cálculos para determinar la sección del cableado de alterna

Cableado de CA						
L_CA (m)	I_inv-CA (A)	V_linea (V)	ΔV_{CA} (%)	$\cos \varphi$	σ ($\Omega^{-1} \cdot m/mm^2$)	S_CA-trif (mm ²)
37	145	400	1,5	1	44	35,20

Por lo que atendiendo a este criterio el cable necesario debe ser aquel de sección comercial inmediatamente superior, es decir cable de sección 50 mm².

Criterio de corriente máxima

El cable seleccionado deberá admitir una corriente de valor:

$$I_o \geq 1,25 \cdot I_{CA_inv} \quad (3. 15.)$$

Siendo I_{CA_inv} la corriente máxima que circulará por el cable entre el inversor y el cuadro de conexiones de alterna. Será por tanto la corriente máxima en CA que proporciona el inversor, consultando en la ficha técnica de este, el valor de dicha corriente es de 145 A. Por tanto la corriente máxima admisible en el conductor seleccionado será:

$$I_o \geq 1,25 \cdot 145 A = 181,25 A$$

A partir de este valor y teniendo en cuenta que según la norma, el cable enterrado bajo tubo se corresponde con el método de instalación D la Tabla A.52-2 bis supone el caso más desfavorable contemplado en las tablas, el de mayor temperatura del terreno, 25°C.

Concretamente, para el caso de tres conductores con aislamiento de XLPE se observa que el cable de 95 mm² presenta una corriente admisible $I_2=202 A >181,25 A$ pues no es necesario realizar correcciones.

Una actuación conservadora es considerar el terreno de mayor resistividad térmica contemplado en la Tabla 52-D3 de la norma (3 m·K/W), lo que supone una reducción de la corriente admisible de $I_2=202 \cdot 0,96=193,93 A >181,25 A$.

TABLA 3. 8. Intensidades admisibles en amperios para temperatura de 25 °C en el terreno

Método de instalación	Sección mm ²	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D	Cobre				
	1,5	20,5	17	24,5	21
	2,5	27,5	22,5	32,5	27,5
	4	36	29	42	35
	6	44	37	53	44
	10	59	49	70	58
	16	76	63	91	75
	25	98	81	116	96
	35	118	97	140	117
	50	140	115	166	138
	70	173	143	204	170
	95	205	170	241	202
	120	233	192	275	230
	150	264	218	311	260
	185	296	245	348	291
	240	342	282	402	336
300	387	319	455	380	

Fuente: Norma UNE 20560-5-523, tabla A-52-2 bis

Este tramo de CA, estará constituido por tres conductores de fase y un neutro, la sección del neutro se determinará a partir de la siguiente tabla. Esta se refiere a instalaciones de distribución de B.T. enterradas, se considerará la línea como una de distribución al no existir valores tabulados para el caso concreto de una línea de CA de una instalación generadora en baja tensión.

TABLA 3. 9. Sección del neutro en función de la sección de los conductores de fase

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

Fuente: ITC-BT-07, Tabla 1.

Por consiguiente se instalará en el tramo de CA una línea trifásica de tres conductores de sección 95 mm² con neutro de sección 50 mm².

3.3. Dimensionado de los tubos de protección

3.3.1. Tubos para el cableado de CC

El cableado entre el cuadro de conexiones de CC y el inversor se colocará dentro de tubo de PVC, para obtener los diámetros de tubo necesarios se consulta el REBT garantizándose así el cumplimiento de la normativa correspondiente.

Para el caso de cables en tubos sobre superficies, se recurre a la siguiente tabla:

TABLA 3. 10. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los cables

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
1,5	12	12	16	16	16
2,5	12	12	16	16	20
4	12	16	20	20	20
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	--
185	50	63	75	--	--
240	50	75	--	--	--

Fuente: ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Tabla 2

Donde se observa que para el caso de alojar un único conductor unipolar de sección 95 mm² el diámetro exterior de tubo requerido es de 32 mm. Se utilizarán tubos de 32 mm de diámetro para alojar el cableado entre el cuadro de conexiones de CC y el inversor.

3.3.1. Tubos para el cableado de CA

La siguiente tabla es la utilizada para determinar el diámetro mínimo de los tubos de protección para el caso de cables enterrados.

TABLA 3. 11. Diámetros exteriores mínimos de los tubos en función del número y la sección de los cables

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	< 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

Fuente: ITC-BT-21 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Tabla 9

Donde se establece que para cuatro conductores de 95 mm² enterrados bajo tubo, el diámetro de tubo mínimo será de 140 mm. Se seleccionará para el cableado enterrado tubo de diámetro exterior de 140 mm.

Además se seguirán las recomendaciones del REBT para la zanja en la cual se alojen los tubos: se situarán a una profundidad mínima de 60 cm con un recubrimiento superior mínimo de 6 cm e inferior de 3 cm.

3.4. Dimensionado de las protecciones

A continuación se recogen los cálculos para el dimensionado y la posterior selección de los distintos elementos de protección necesarios en la instalación.

3.4.1. Protecciones para el lado de CC

Esta parte comprende las protecciones necesarias entre el inversor y el campo fotovoltaico.

Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor muy cercano a la máxima de operación normal del mismo ($I_{sc}=8,36$ A y $I_{PMP}=7,81$ A). El cortocircuito puede, sin embargo, ser perjudicial al conectar todas las series de un cuadro, si se produjese un error en la conexión, llevando la suma de todas las corrientes del cuadro por una única rama en el caso más desfavorable. Para evitar los efectos perjudiciales de este posible caso, se incluirán fusibles tipo gPV normalizados, según EN 60269-6, en los conductores y negativos.

Atendiendo a la ITC-BT-22 del REBT, que garantiza el cumplimiento de la norma correspondiente, todo dispositivo de protección frente a sobrecargas debe cumplir con las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad (3.16.)$$

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_z \quad (3.17.)$$

Siendo:

- I_B : corriente de diseño de la línea, se corresponde con la intensidad del módulo en el PMP; 7,81 A.
- I_n : corriente nominal del fusible. Valor a determinar.
- I_z : corriente máxima admisible del conductor protegido. Determinada ya en el dimensionado del cableado, para cada string tiene un valor de 23,26 A.
- I_f : corriente que garantiza el funcionamiento efectivo de la protección. Según UNE-60269, se tomará el valor para el caso de un fusible tipo gG de corriente nominal entre 4 y 16 A y tiempo convencional 1h, al no existir en la norma valores para los fusibles gPV, por tanto $I_f = 1,9I_n$.

Por tanto, las expresiones anteriores quedan:

$$7,81 A \leq I_n \leq 23,26 A$$

$$1,9 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot 23,26 A = 33,727 A \rightarrow I_n \leq 17,75 A$$

Por consiguiente, para el lado de CC, se seleccionarán fusibles tipo gPV de intensidad nominal igual a 15 A, poder de corte mayor o igual a 10 kA y una tensión nominal mayor al 125% de la tensión de circuito abierto del campo, 910 V.

Con los cálculos anteriores se cumple con las condiciones para seleccionar dispositivos de protección contra sobrecargas, no obstante, los fusibles colocados en los ramales del campo fotovoltaico tienen también el objetivo de proteger frente a cortocircuitos. Por consiguiente deberán satisfacer, de acuerdo con ITC-BT-22, las siguientes condiciones:

$$Pdc \geq I_{cc_max} \quad (3.18.)$$

$$I_s > I_{f5} \quad (3.19.)$$

$$I_{cc_min} > I_{f5} \quad (3.20.)$$

Siendo:

- Pdc : poder de corte del fusible seleccionado.
- I_{cc_max} : máxima corriente de cortocircuito que puede generarse aguas abajo del fusible.

- I_{f5} : corriente mínima capaz de hacer actuar al fusible en un tiempo igual o inferior a 5 segundos
- I_s : corriente de cortocircuito admisible. Es la máxima corriente que puede soportar sin deterioro el cable durante 5 segundos. Esta según UNE 20-460-4-43 se calcula a partir de la siguiente expresión.

$$I_s = k \cdot S / \sqrt{t} \quad (3. 21.)$$

Donde para el caso de cable de cobre con aislamiento de XLPE ($K=143$) y sección 4 mm^2 , considerando una duración máxima del cortocircuito de 5 segundos resulta un valor de $I_s=256 \text{ A}$.

Teniendo en cuenta las condiciones anteriores, la segunda condición se cumple pues para un fusible de corriente nominal 16 A el valor de la corriente de fusión en 5 segundos es de 90 A .

Para cumplir la condición tercera se requiere calcular la mínima corriente de cortocircuito, se obtendrá a partir de la expresión simplificada ofrecida por la Guía BT Anexo 3.

$$I_{cc_min} = \frac{0,8 \cdot U}{L \cdot Z_L} \quad (3. 22.)$$

Siendo:

- U : tensión simple, de valor 230 V .
- L : longitud de la línea. Se tomará el caso más desfavorable, el string de mayor longitud, 56 m .
- Z_L : impedancia de la línea, la cual se calcula en las condiciones más desfavorables, las de mayor temperatura de servicio.

La expresión para el cálculo de esta impedancia es:

$$Z_L = \sqrt{R_L + X_L} \quad (3. 23.)$$

Pero al tratarse de un cable de sección menor de 120 mm^2 se considera despreciable el valor de la reactancia inductiva tanto en la línea como en el neutro ($X_L \cong 0$). Para el cálculo de la resistencia en la línea en valor unitario, Ω/m , se utiliza la siguiente expresión:

$$R_L = \frac{\rho_{90^\circ C}}{S} \quad (3. 24.)$$

Siendo:

- $\rho_{90^\circ C}$: conductividad del cobre a 90°C , su valor es de $0,023 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$
- S : sección del conductor, 4 mm^2 para todos los strings.

Sustituyendo valores se obtiene $R_L=5,750 \times 10^{-3} \Omega/\text{m}$ y $I_{cc_min}=571,48 \text{ A}$. Luego se cumple la condición tercera para protección frente a cortocircuitos.

La condición de $Pdc \geq I_{cc_max}$ se cumple también pues el poder de corte que presentan los fusibles es cuantiosamente mayor al cortocircuito máximo que podría darse en el campo fotovoltaico, aún en el peor de los casos en el que a través del cuadro de CC toda la corriente de los strings confluyese en una única rama. Se puede observar como el Pdc del fusible seleccionado es como mínimo de 10 kA.

Protección frente a sobretensiones

Según el ITC-BT-23, el dispositivo de protección debe reducir las sobretensiones transitorias limitándolas a un valor admisible por los dispositivos que protege. Para la protección del campo fotovoltaico se seleccionará un dispositivo Tipo 2 debiendo cumplir con las siguientes condiciones.

- Nivel de protección (U_p) <2,5 kV pues se considera que los equipos que se protegen se corresponden con la Categoría II (equipos destinados a conectarse a una instalación eléctrica fija)
- Tensión aplicada al dispositivo de protección en servicio permanente debe ser menor que la máxima tensión soportada por este de manera continuada.
- Intensidad nominal de descarga deberá ser mayor de 5 kA, al ser de Tipo 2 la forma de onda de la corriente estará caracterizada por 8/20 μ s.
- La conexión entre dicho dispositivo y tierra deberá realizarse con un conductor de cobre de sección no inferior a 4 mm².

Por consiguiente, se seleccionara un dispositivo de protección contra sobretensiones de Tipo 2, con $I_N=20$ kA a 8/20 μ s, $U \leq 2$ kV, tensión nominal 600/1000 V y tensión de trabajo 700/1170 V.

Protección frente a contactos directos e indirectos. Puesta a tierra

El generador fotovoltaico se conectará a tierra en modo flotante, esquema IT (los conductores activos se encuentran aislados de tierra), proporcionando unos niveles de protección adecuados tanto frente a contactos directos como indirectos.

Para este tipo de esquemas de puesta a tierra, la norma UNE-HD 60364-4-41:2010 establece las prescripciones mínimas a cumplir por un sistema puesto a tierra por medio de esquema IT.

En primer lugar, todas las masas de la instalación fotovoltaica deberán conectarse a tierra ya sea individualmente o en conjunto. En nuestro caso, se conectarán todas las masas a un conductor común que posteriormente irá conectado a tierra.

Se debe satisfacer la siguiente ecuación:

$$R_A \cdot I_d \leq 120 V \quad (3. 25.)$$

Siendo:

- R_A : suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de puesta a tierra.
- I_d : corriente de defecto en el caso de una primera falta franca entre un conductor y masa.

Se puede calcular, despreciando la resistencia de puesta a tierra y la de los conductores, lo que proporciona un grado de seguridad adicional, del siguiente modo.

$$I_d = \frac{V_N}{R_{aisl}} \quad (3. 26.)$$

Siendo:

- V_N : tensión máxima que puede aparecer en instalaciones fotovoltaicas, al tratarse de instalaciones generadoras e B.T. el límite será de 1000 V.
- R_{aisl} : resistencia de aislamiento. Se trata del valor de la resistencia entre cualquiera de los conductores activos y masa, este debe ser por reglamento como mínimo de 1MΩ.

Por consiguiente la corriente de defecto resulta de 1 mA, por lo que para cumplir la condición impuesta por la norma se requiere una resistencia de puesta a tierra de 120 kΩ. Este valor resulta mucho mayor al que pueda presentar cualquier método de conexión a tierra, por ejemplo una pica vertical de 2,5 m en el terreno considerado (200Ωm) presentaría una resistencia asociada de $80 \Omega \ll 120 \text{ k}\Omega$.

Además teniendo en cuenta las recomendaciones de la ITC-BT-18 la sección de los conductores de puesta a tierra será igual a la de los conductores al ser su sección menor a 16 mm². Por lo que se utilizará cable de puesta a tierra de sección 4 mm².

TABLA 3. 12. Sección mínima de los conductores de protección

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm²)	Sección mínima de los conductores de protección S_p (mm²)
S ≤ 16	S _p = S
16 < S ≤ 35	S _p = 16
S > 35	S _p = S/2

Fuente: ITC-BT-18 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Tabla 2

En segundo lugar, en el caso de una instalación con esquema de puesta a tierra IT, un primer defecto no es peligroso pues no genera tensiones de defecto, por lo que no se requiere de un interruptor de desconexión ante la detección de faltas. Sin embargo, para garantizar la seguridad de las personas, se debe lograr la equipotencialidad de todas las masas. Esta condición se obtiene al poner a tierra simultáneamente todas las masas de la instalación. Este conductor será de 16 mm², sección mayor ya que puede recoger una mayor corriente de defecto si se producen fallos simultáneos en varias masas.

En tercer lugar, se colocará un controlador de aislamiento, este dispositivo debe avisar de una primera falta y permitir la desconexión para evitar que se produzca una segunda falta que ya daría lugar a tensiones de defecto peligrosas. Esta función será realizada por el inversor de la instalación.

En cuarto lugar, deberán existir dispositivos que eliminen una eventual segunda falta por cortocircuitos, prescripciones con las que la instalación cumple, gracias a los sistemas que incorpora el inversor y el cuadro de CC con los fusibles de CC.

Por último, como medida adicional para garantizar la seguridad de las personas se dotará a todos los elementos del campo fotovoltaico (módulos, cables, cajas de conexión...) de aislamiento de Clase II.

3.4.2. Protecciones para el lado de CA

Esta parte comprende las protecciones necesarias entre el inversor y la caja de conexiones de CA, situada en el centro de transformación de la cooperativa.

Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

La protección de la parte de alterna, debe cumplir con los requisitos técnicos de la distribuidora de la zona, para la provincia de Cádiz la empresa encargada de la distribución de energía eléctrica es SEVILLANA ENDESA.

En particular, el documento que recoge las especificaciones fijadas para estas protecciones es el “Capítulo 8. Apartado 3.2, Normas particulares y condiciones técnicas de seguridad 2005. SEVILLANA ENDESA”. En el documento se establece que la corriente de cortocircuito en el punto de conexión será de 6 kA.

Se colocará un interruptor magnetotérmico tipo C en el cuadro general de CA, para el dimensionado del mismo se deberán garantizar las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad (3. 27.)$$

Siendo:

- I_B : corriente de diseño de la línea, se corresponde con la intensidad máxima del inversor en CA, de valor 145 A.
- I_n : corriente nominal del fusible. Valor a determinar.
- I_z : corriente máxima admisible del conductor, con valor ya determinado de 202 A

$$1,3 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot I_z \quad (3. 28.)$$

$$I_{cc_max} \leq \text{Poder de corte}(Pdc) \quad (3. 29.)$$

Siendo:

- I_{cc_max} : máxima corriente de cortocircuito que puede darse en el punto en el que se ubica el magnetotérmico, puesto que este valor se suministra por la compañía distribuidora, 6 kA, no requiere ser calculado.

$$K^2 \cdot S^2 > I_m^2 \cdot t \quad (3.30.)$$

$$I_m < I_{cc_min} \quad (3.31.)$$

Siendo:

- K : coeficiente que depende del material conductor y del tipo de aislamiento utilizado, para el caso de Cu con aislamiento de XLPE su valor es de 143.
- I_m : corriente de disparo magnético del dispositivo.
- t : tiempo de actuación del equipo protegiendo frente a cortocircuitos. Se tomará un valor de 0,1 s.
- I_{cc_min} : valor eficaz de la mínima corriente de cortocircuito que puede generarse aguas abajo de la protección.

Para calcular la corriente de cortocircuito mínima que puede darse en la línea, se seguirá la expresión (3.22.):

$$I_{cc_min} = \frac{0,8 \cdot U}{L \cdot (Z_L + Z_N)}$$

Siendo:

- U : tensión simple, de valor 230 V.
- L : longitud de la línea, 36 m.
- Z_L : impedancia de la línea, la cual se calcula en las condiciones más desfavorables, las de mayor temperatura de servicio.
- Z_N : impedancia del neutro, también calculada en condiciones de mayor temperatura de servicio.

El cálculo de estas impedancias se realiza con la ecuación 3.23. y al tratarse de un cable de sección menor de 120 mm² se considera despreciable el valor de la reactancia inductiva tanto en la línea como en el neutro ($X_L = X_N \cong 0$). Para el cálculo de la resistencia tanto en la línea como en el neutro se utiliza la expresión (3.24.) con las respectivas secciones.

Sustituyendo valores se obtiene $R_L=2,421 \times 10^{-4} \Omega/m$, $R_N=4,600 \times 10^{-4} \Omega/m$ y finalmente $I_{cc_min}=7,279 \text{ kA}$

Teniendo en cuenta todo lo anterior, las condiciones para seleccionar el interruptor magnetotérmico son:

$$145 \text{ A} \leq I_n \leq 202 \text{ A}$$

$$I_n \leq 222,2 \text{ A}$$

$$Pdc \geq 6 \text{ kA}$$

$$I_m \leq 42959 \text{ A}$$

$$I_m < 7,279 \text{ kA}$$

Si se selecciona un magnetotérmico de tipo C, la intensidad de disparo magnético puede ajustarse entre $5I_n$ y $10I_n$, luego para el caso más desfavorable queda:

$$I_n \leq 4295,9 \text{ A}$$

$$I_n < 727,9 \text{ A}$$

Luego teniendo en cuenta los valores normalizados, se selecciona un magnetotérmico de $I_n=160 \text{ A}$, $Pdc=16 \text{ kA}$ e I_m entre 800 A y 1600 A .

Protección frente a contactos directos e indirectos

Para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, se instalará un interruptor diferencial (ID) en el lado de CA que detecte las corriente diferenciales residuales y abra el circuito.

Debido a que ya se incluye un interruptor magnetotérmico en la parte de CA, el ID seleccionado deberá cumplir:

$$I_n(ID) \geq I_n(\text{magnetotérmico})=160 \text{ A} \quad (3.32.)$$

$$Pdc(ID) \geq Pdc(\text{magnetotérmico})= 16 \text{ kA} \quad (3.33.)$$

Siendo:

- I_n : intensidad nominal.
- Pdc : poder de corte.

Además, atendiendo a lo expuesto en la UNE-HD 60364-4-41, en su apartado 411.3.2.2, el tiempo máximo de eliminación del defecto, para redes con esquema tipo TT, con tensión nominal 230 V y corriente asignada no superior a 32 A, es de 0,2 segundos. Luego esto debe ser otro requerimiento del ID.

Por otro lado es necesario determinar la sensibilidad del ID, la elección de este valor determinará el valor de la resistencia de puesta a tierra y con ello las características del electrodo a utilizar. Se elige un valor de 300 mA, esto implica que el ID permite el paso de corrientes de defecto de hasta 0,3 A, lo que no supone un riesgo para la salud humana.

Finalmente, se seleccionará un ID de sensibilidad 300 mA, corriente nominal 160 A y Pdc superior o igual a 16 kA.

Puesta a tierra

En la parte de CA, se seguirá un esquema TT, con las masas de los equipos protegidos por un mismo dispositivo de protección unidas a un mismo conductor de protección, y el neutro puesto a tierra.

A continuación se procederá al cálculo de la resistencia de puesta a tierra de las masas de CA, estos cálculos se realizan conforme a la guía de la ITC-BT-18 del REBT, garantizándose el cumplimiento de la normativa aplicable.

Al instalarse un ID, la corriente de defecto máxima que podrá darse en la instalación vendrá limitada por la sensibilidad del mismo.

La resistencia máxima admisible (R_{adm}) de la puesta a tierra será:

$$R_{adm} = \frac{U_L}{I\Delta n} \quad (3. 34.)$$

Siendo:

- U_L : tensión de contacto límite convencional, se tomará el valor para el caso de locales especiales/húmedos, 24 V por estar en el exterior.
- $I\Delta n$: sensibilidad del ID, su valor para el equipo ya dimensionado es de 300 mA.

Por consiguiente, resulta un valor de $R_{adm}=80\Omega$. Este será el valor máximo de resistencia que el sistema.

Hay que analizar la longitud requerida en el caso de utilizar una pica única como electrodo de puesta a tierra de la parte de CA. La resistencia ofrecida por una pica vertical viene dada por la expresión siguiente.

$$R_{pica} = \frac{\rho_t}{L_{pica}} \quad (3. 35.)$$

Siendo:

- ρ_t : resistividad del terreno. Este valor se encuentra tabulado en función del tipo de terreno (Tabla 4 de la ITC-BT-18) teniendo en cuenta la ubicación de la instalación se puede considerar terreno tipo margas y arcillas compactas correspondiendo un valor de entre 100-200 $\Omega \cdot m$. Se tomará el caso más desfavorable, mayor resistividad del terreno.
- L_{pica} : longitud de la pica instalada.

Si se tiene en cuenta la condición de que la resistencia ofrecida por la pica deberá ser como máximo la admisible, 80 Ω , la longitud requerida de pica es 2,5 m.

La sección requerida por las picas se seleccionará de entre los valores comerciales teniendo en cuenta las recomendaciones de la ITC-BT-18. Esta indica que para el caso de picas verticales de acero-cobre debe cumplirse que $\varnothing_{ext} \geq 14,2$ mm. Además recomienda instalarla a una profundidad de 0,8 m medidos desde su parte superior. En cuanto a la sección del cable de protección, según la Tabla 2 de la ITC-BT-18 deberá ser la mitad de la sección de los conductores de fase, 50 mm².

Por lo que finalmente para la puesta a tierra de las masas de CA se conectará la salida del inversor por medio de un conductor de 50 mm² y una pica vertical de longitud comercial superior a 2,5 m y $\varnothing_{ext} \geq 14,2$ mm que irá enterrada a una profundidad de 0,8 m.

En un esquema TT, el neutro de la línea debe estar puesto a tierra. Al conectarse la línea de CA cuadro de B.T. del centro de transformación de la industria no se requiere poner a tierra dicha línea pues el transformador de dicho C.T. ya tiene su neutro puesto a tierra. No obstante, aunque no se considera necesario, podría reforzarse esta puesta tierra poniendo a tierra el neutro de la línea de CA en un punto intermedio entre la salida del inversor y el C.T.

3.5. Cálculos relativos a la disposición de los módulos

La disposición de los módulos sobre la cubierta está en cierta medida limitada por las especificaciones del IDAE en cuanto a distancia mínima entre filas, pérdidas por orientación e inclinación, y pérdidas por sombreado.

3.5.1. Distancia entre filas para la estructura en vela

Si se tiene en cuenta las especificaciones del IDAE, la distancia mínima entre filas para el caso de módulos sobre una superficie horizontal debe calcularse a partir de la siguiente expresión:

$$d_{min} \geq \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \text{latitud})} \quad (3.36.)$$

Donde los parámetros que intervienen son los representados en la siguiente imagen:

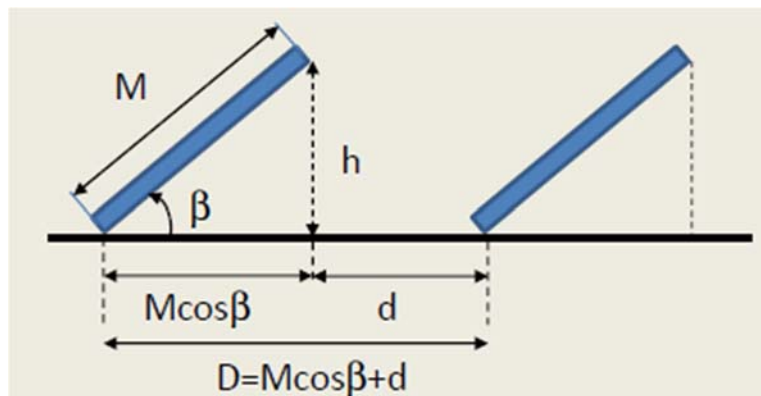


Fig. 3. 1. Esquema de separación de las filas de módulos

Se dispondrá cada string de 20 módulos en 2 filas de 10 módulos, de este modo la estructura de soporte será más favorable, al alcanzarse menor altura, ante inclemencias del tiempo, como por ejemplo el viento.

Para evaluar la correcta disposición de los módulos se recurrirá a la recomendación del IDAE: la distancia entre filas debe ser tal que se garanticen 4 horas de sol en torno al medio día del solsticio de invierno.

Para analizar esto se ha utilizado el programa PVsyst, este dispone de una herramienta que permite a través del dibujo en 3D analizar las sombras que aparecen sobre el campo fotovoltaico.

El proceso iterativo para obtener la disposición adecuada de los módulos ha sido el siguiente:

1. Se sitúan los módulos sobre la cubierta con una separación entre ellos igual a 1,5 m y con una separación respecto a los dispositivos de ventilación de 1,5 m.
2. Se ejecuta la herramienta de animación de sombras para el solsticio de invierno y se observa las horas en las que los módulos quedan libres de sombras.
3. Si se superan los límites, no produciéndose un mínimo de cuatro horas sin sombras se recolocan los módulos, aumentando distancias entre filas y entre la primera fila y los dispositivos de ventilación.

La siguiente gráfica recoge los resultados obtenidos para la configuración final, 2,5m de distancia tanto entre filas como entre la primera de estas y los dispositivos de ventilación.

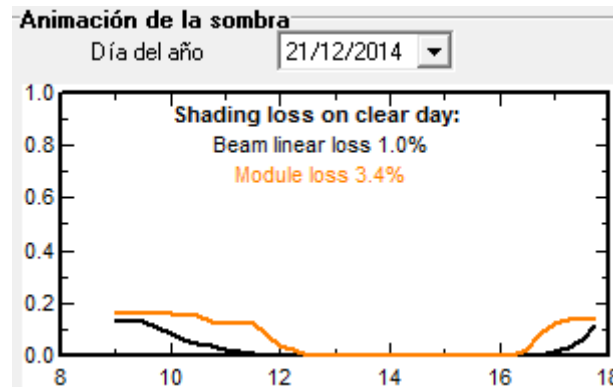
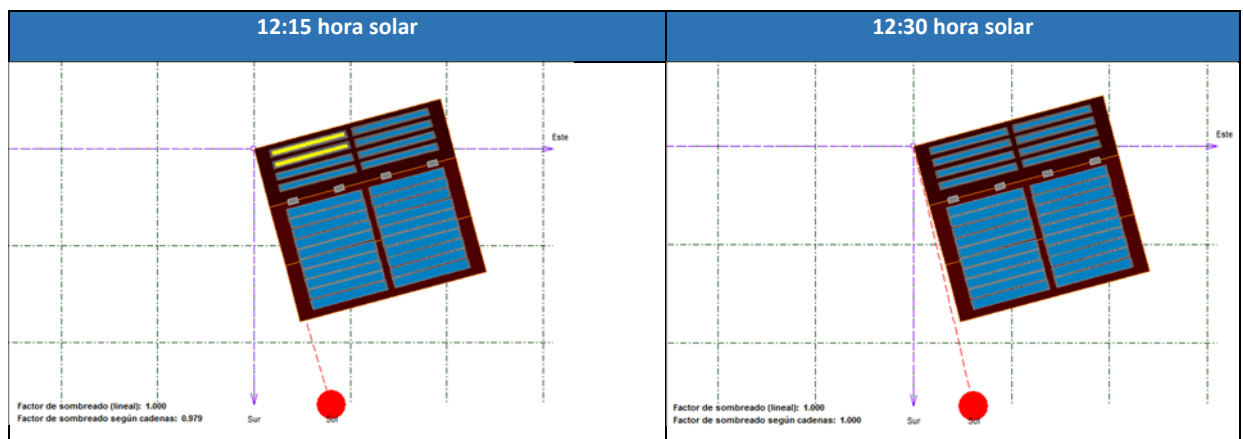


Fig. 3. 2. Pérdidas por sombreado entre las 8 y 18 horas solares

Como puede observarse en el 21 de diciembre, solsticio de invierno, se garantizan 4h sin sombras sobre el campo fotovoltaico. A continuación se incluye unas imágenes de la planta de la instalación que muestran visualmente los momentos de inicio y fin del periodo sin sombras.



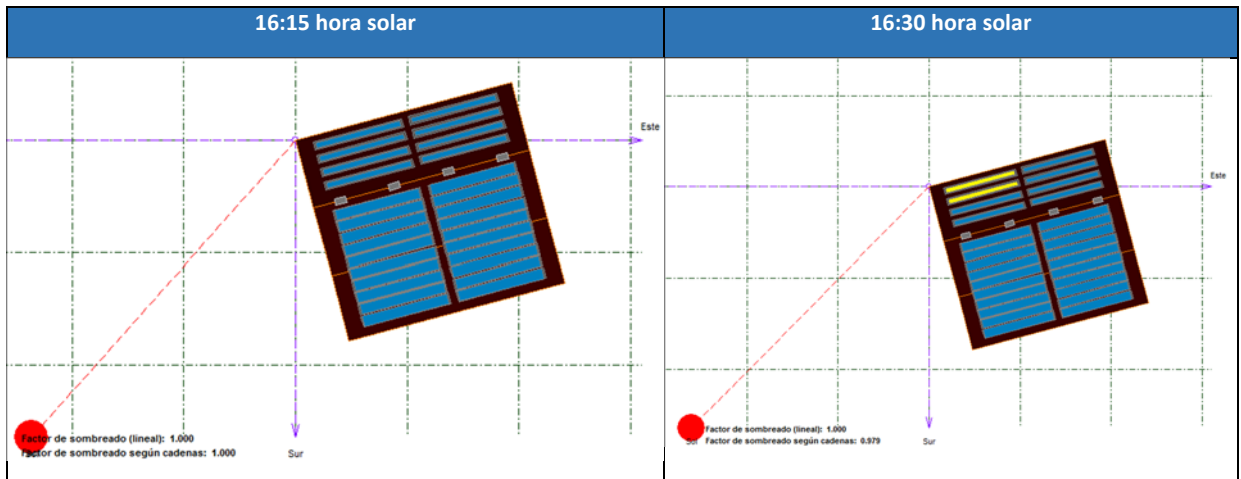


Fig. 3. 3. Reparición de las sombras por la tarde en el solsticio de invierno

Por consiguiente, se colocarán las distintas filas de las que se compone la estructura en vela, 8 filas para un total de 4 strings, a una distancia medida sobre la cubierta de 2,5 m.

3.5.2. Comprobación del cumplimiento de los límites de pérdidas

Los límites de pérdidas de una instalación FV están limitados por el IDAE, concretamente en el “Pliego de Condiciones Técnicas Para Instalaciones Fotovoltaicas”, en dicho documento se recoge la siguiente tabla.

TABLA 3. 13. Límites de pérdidas por orientación-inclinación y sombras

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI+S)
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Fuente: Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE, Tabla I

Para comprobar el límite de pérdidas por orientación e inclinación se seguirá el método de cálculo propuesto por el IDAE. Para ello es necesario recurrir a la siguiente gráfica.

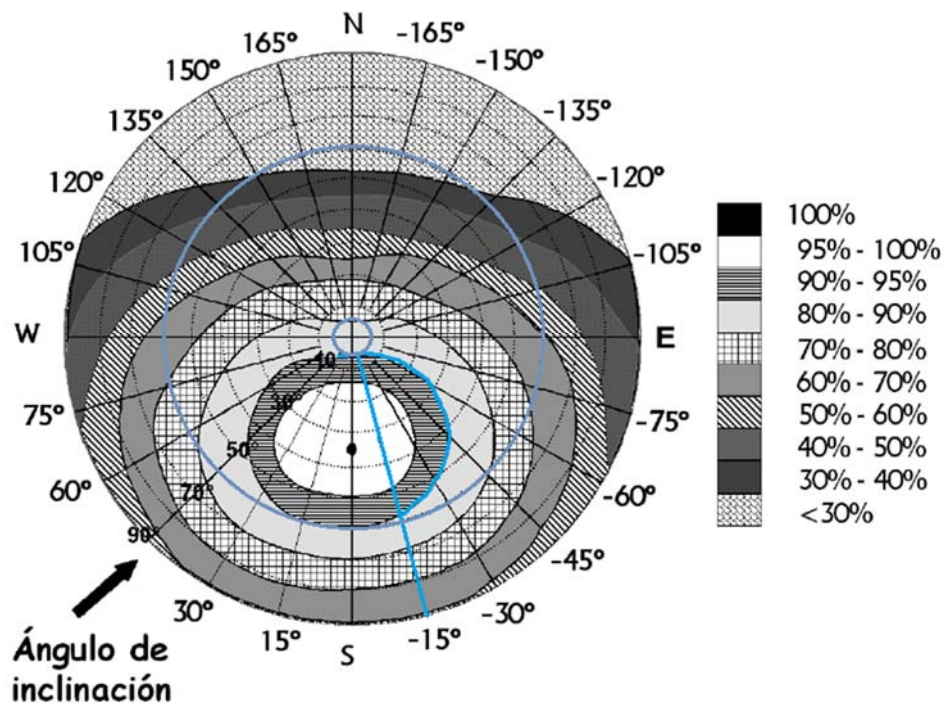


Fig. 3. 4. Diagrama para la obtención de las pérdidas por orientación e inclinación. Fuente: "Pliego de Condiciones Técnicas", Fig.3, IDAE

Sobre la imagen se ha marcado en distintos tonos de azul los pasos realizados. Estos son los siguientes:

1. Se entra por la línea de -15° , correspondiente al acimut de la Instalación Fotovoltaica.
2. Teniendo en cuenta el límite de pérdidas por OI para el caso general, 10%, se traza la circunferencia que corresponde al límite exterior de la región 90-95%.
3. En la intersección entre la anterior circunferencia y la primera línea realizada se encuentran los valores máximos y mínimos de inclinación, 60° y 78° respectivamente. Estos valores marcan el rango de inclinación para el cual con un acimut de la instalación de -15° , las pérdidas por OI son menores al 10%.

Finalmente es necesario corregir estos valores para la latitud en cuestión, pues la figura está referida a una latitud de 41° N.

$$\beta_{\max} = 60 - (41 - \text{latitud}) = 60 - (41 - 36,4) = 55,4^\circ$$

$$\beta_{\min} = 78 - (41 - \text{latitud}) = 78 - (41 - 36,4) = 73,4^\circ$$

Por lo que la instalación con acimut -15° e inclinación $\beta=10^\circ$ en una latitud de $36,4^\circ$ N cumple con los límites establecidos por el IDAE en cuanto a pérdidas por orientación e inclinación

Para evaluar las pérdidas por sombreado se ha utilizado el software PVsyst. Este, una vez realizada la simulación, proporciona un diagrama de flujos que ilustra la conversión de energía desde radiación solar hasta energía eléctrica. En este diagrama se incluye también el porcentaje de pérdidas debido al sombreado, este lo determina internamente el programa a partir del dibujo de

la instalación y elementos colindantes que se realiza. A continuación se incluye una imagen extraída del informe generado por el programa.

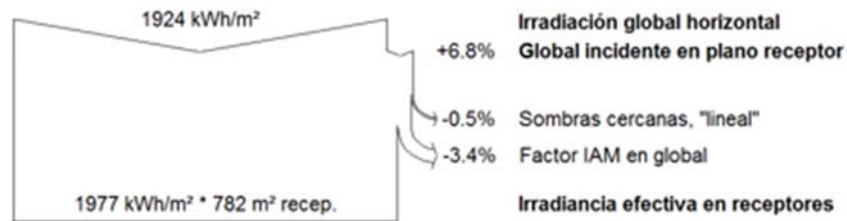


Fig. 3. 5. Resumen de pérdidas y ganancias entre la Irradiación global horizontal y la efectiva en receptores

Como se observa, las pérdidas por sombras son de en torno a un 0,5%, esto parece coherente pues la gran mayoría de la instalación (concretamente un 83% de los módulos) se disponen en estructura coplanar y en este caso las sombras producidas entre módulos son nulas. Además en la cubierta, a excepción de los dispositivos de ventilación, no existe ningún obstáculo que pueda producir sombras en los módulos.

Por consiguiente, se concluye que las pérdidas por sombreado son del 0,5%, inferiores al límite impuesto por el IDAE.

3.6. Análisis de carga de la cubierta

Según el Código Técnico de la Edificación, las sobrecargas de uso máximas vienen dadas por la siguiente tabla:

TABLA 3. 14. Límites de sobrecargas en cubiertas

F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente ⁽²⁾		1	2	
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación ⁽³⁾	G1 ⁽⁷⁾	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) ⁽⁵⁾	0,4 ⁽⁴⁾	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

Fuente: Documento Básico SE-AE del CTE, Tabla 3.1

Donde el primer valor se refiere a la sobrecarga uniforme máxima admisible (en kN/m²), para nuestro caso (cubiertas accesibles únicamente para conservación, con inclinación inferior a 20°) el valor es de 1kN/m² o lo que es lo mismo 101,94 kg/m².

Los principales elementos que aportan peso a la cubierta se recogen en la siguiente tabla:

TABLA 3. 15. Peso sobre la cubierta debido a la Instalación Fotovoltaica

	Estructura soporte por módulo	Módulos	Cableado string	Cableado de agrupación
Uds o longitud (m)	480	480	1027,7	8
Peso unitario (kg)	4	18,7	0,046	0,455
Peso total (kg)	1920	8976	47,27	3,64

Lo que supone un peso total sobre la cubierta de 10946,91 kg. Según el CTE, la carga sobre la cubierta deberá ser el resultado de dividir este peso entre la superficie ocupada. La superficie ocupada se considerará aproximadamente la ocupada por los módulos, es decir el producto del total de módulos por la superficie ocupada por cada uno, 1,63 m².

Por consiguiente la carga sobre la cubierta resulta de 13,99 kg/m², para mantenernos del lado de la seguridad, se aplicará un coeficiente de seguridad del 35% sobre la carga estimada, resultando un valor de 18,89 kg/m² muy por debajo del límite marcado por el CTE.

Incluso si se considera la cubierta de tipo ligera sin forjado, para la cual el valor límite se sitúa en 0,4 kN/m²=40,77 kg/m² la sobrecarga producida por la instalación se encontraría muy por debajo de dicho límite.

Por ende, se concluye que la sobrecarga producida por la instalación fotovoltaica se encuentra muy por debajo de los límites fijados por la legislación.

3.7. Cálculo de la producción anual

Para obtener la energía producida por la instalación anualmente, se recurrirá a la herramienta informática PVsyst. Se trata de uno de los programas más utilizados en el ámbito de la Energía Solar Fotovoltaica.

Este posee una gran cantidad de funciones relacionadas con el desarrollo de un proyecto fotovoltaico, algunas de estas son:

- Cálculo de la producción esperada.
- Simulación de diversas variantes de un mismo proyecto. Para analizar como afectarían posibles modificaciones sobre el diseño base.
- Análisis de las sombras cercanas e influencia de estas en el funcionamiento de la instalación.
- Análisis detallado de las pérdidas en la instalación.
- Evaluación económica del proyecto.

Para el cálculo de la producción, el programa requiere que se introduzcan una serie de datos. A continuación se explica de forma cualitativa los datos que han sido introducidos en PVsyst.

En primer lugar, debe especificarse la localización del proyecto. Esto afecta a los datos climáticos con los que el programa trabaja, principalmente radiación y temperatura ambiente.

Estos datos influirán en la producción puesto que a mayor radiación solar, mayor producción de la instalación mientras que, por el contrario, a mayor temperatura, el comportamiento de los módulos resulta más desfavorable produciéndose menos energía eléctrica. Por ejemplo, mientras que en la provincia de Cádiz la radiación solar recibida a lo largo del año se sitúa en torno a 4,5 kWh/m², en otros puntos de la península como la Comunidad Autónoma de Cantabria su valor se reduce a 3,6 kWh/m².

En segundo lugar, es necesario introducir la información de los componentes que conforman la instalación. Son el inversor y el módulo utilizados, los que se requieren para el cálculo de la producción. Estos son los más influyentes en el proceso de transformación de la radiación solar en energía eléctrica en alterna apta para consumo. Al especificarse los componentes utilizados, el programa dispone de la información necesaria para estimar el comportamiento de estos en las condiciones de operación ya definidas. Por ejemplo, no todos los módulos se comportan de la misma forma ante temperaturas de operación diferentes a las estándar o no todos los inversores realizan el seguimiento del punto de máxima potencia de la misma forma.

En tercer lugar, es necesario definir un perfil de obstáculos susceptibles de producir sombras en la instalación. Esto influye notablemente en la producción de energía eléctrica pues en el momento en que un módulo queda sombreado, todo el string al que pertenece deja de funcionar y por tanto de contribuir a la producción de energía. La principal ventaja del programa es que permite definirlo de manera gráfica mediante la representación 3D de la instalación y elementos cercanos.

Por último, es necesario especificar la orientación e inclinación de la superficie captadora. Esto influye en gran medida en la producción, siendo menor esta cuanto mayor sea la diferencia respecto de los valores óptimos:

- Inclinación de la superficie igual a la latitud de la ubicación, para maximizar la producción a lo largo de todo el año.
- Orientación con acimut nulo, o lo que es lo mismo, superficie captadora orientada al sur.

A continuación se incluye una tabla, extraída de la simulación en PVsyst, que resume los principales valores de interés.

Es necesario remarcar que la irradiación global efectiva se refiere a la irradiación, incluyendo radiación directa, difusa y reflejada que alcanza el módulo; pero corregida teniendo en cuenta la reflexión producida y el efecto de las sombras.

TABLA 3. 16. Producción y parámetros principales de la simulación en PVsyst

	Irrad. global horiz. (kWh/m ²)	Temp. amb. (°C)	Irrad. global plano incl. (kWh/m ²)	Irrad. global efectiva (kWh/m ²)	Energía en salida gen. FV (kWh)	Energía producida CA (kWh)
Enero	88,0	9,40	108,2	102,0	9892	9373
Febrero	920	10,80	105,5	100,5	9584	9035
Marzo	150,0	13,20	164,7	158,5	14981	14222
Abril	183,0	14,90	190,8	184,3	17178	16289
Mayo	222,0	18,10	224,0	216,8	19806	18793
Junio	246,0	22,10	244,6	237,1	21079	20011
Julio	255,0	23,90	255,2	247,6	21825	20736
Agosto	224,0	24,00	231,2	224,0	19835	18822
Septiembre	168,0	21,30	180,5	174,1	15743	14931
Octubre	129,0	17,90	146,2	139,8	12989	12322
Noviembre	93,0	13,10	112,8	106,4	10123	9571
Diciembre	74,0	10,50	91,6	85,7	8287	7802
Total anual	1924,0	16,63	2055,4	1976,7	181322	171906

De donde se extrae que la producción anual de la instalación es de 171906 kWh.

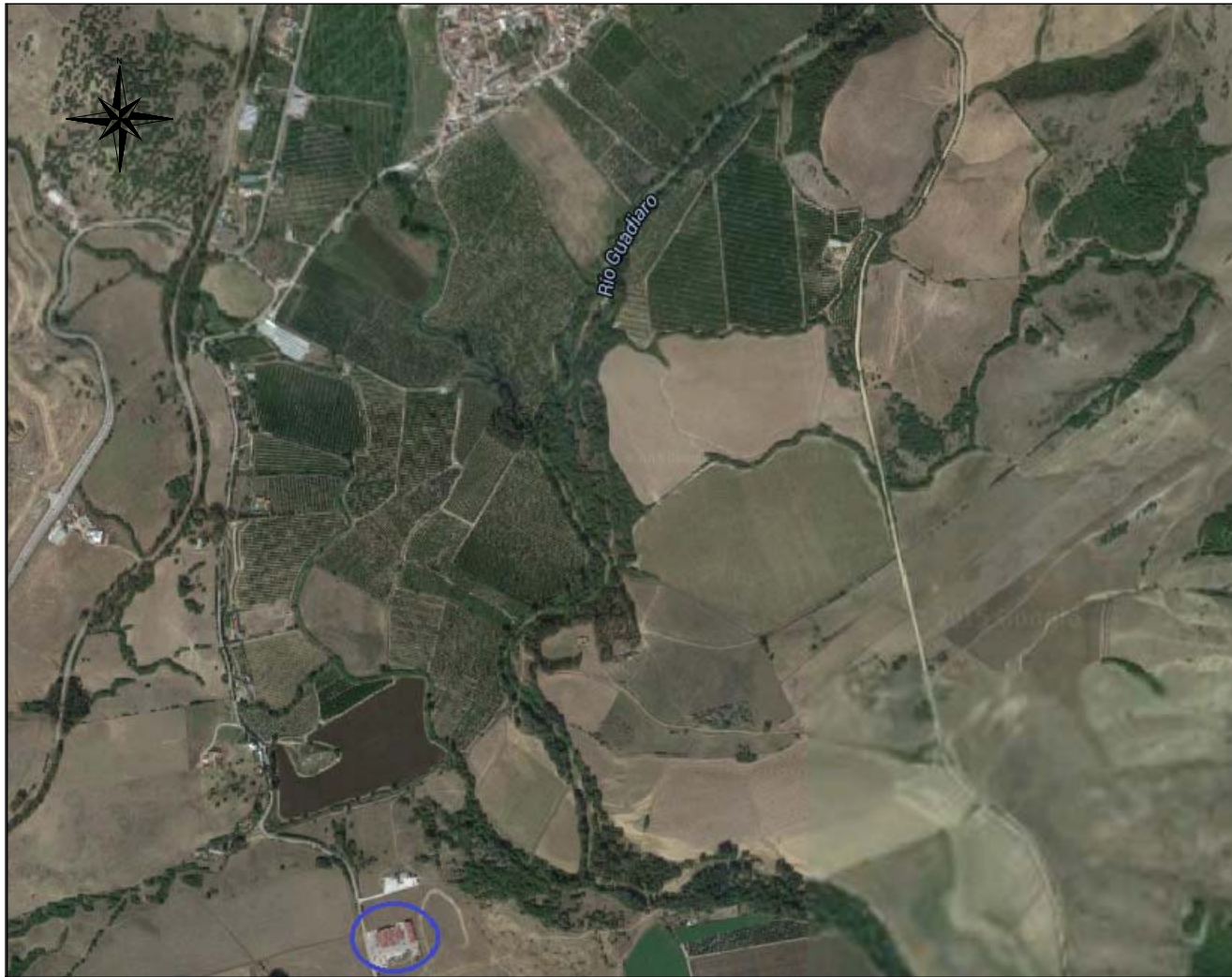
4. PLANOS

Índice de planos

Plano 1: Situación y emplazamiento

Plano 2: Distribución eléctrica general

Plano 3: Esquema unifilar



PLANO SITUACIÓN DEL MUNICIPIO



PLANO SITUACIÓN GLOBAL



PLANO EMPLAZAMIENTO

LEYENDA	
	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALÈNCIA

Proyecto:

DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 100 KW DESTINADA A AUTOCONSUMO EN SAN PABLO DE BUCEITE, CÁDIZ

Fecha:

Junio 2015

Escala:

S/E

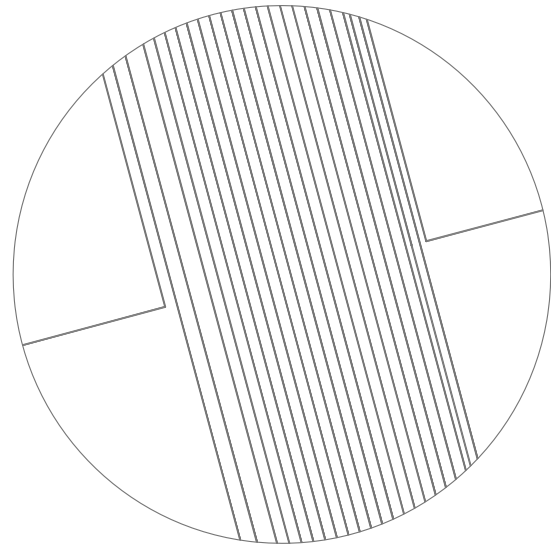
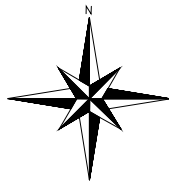
Plano:

Situación y emplazamiento

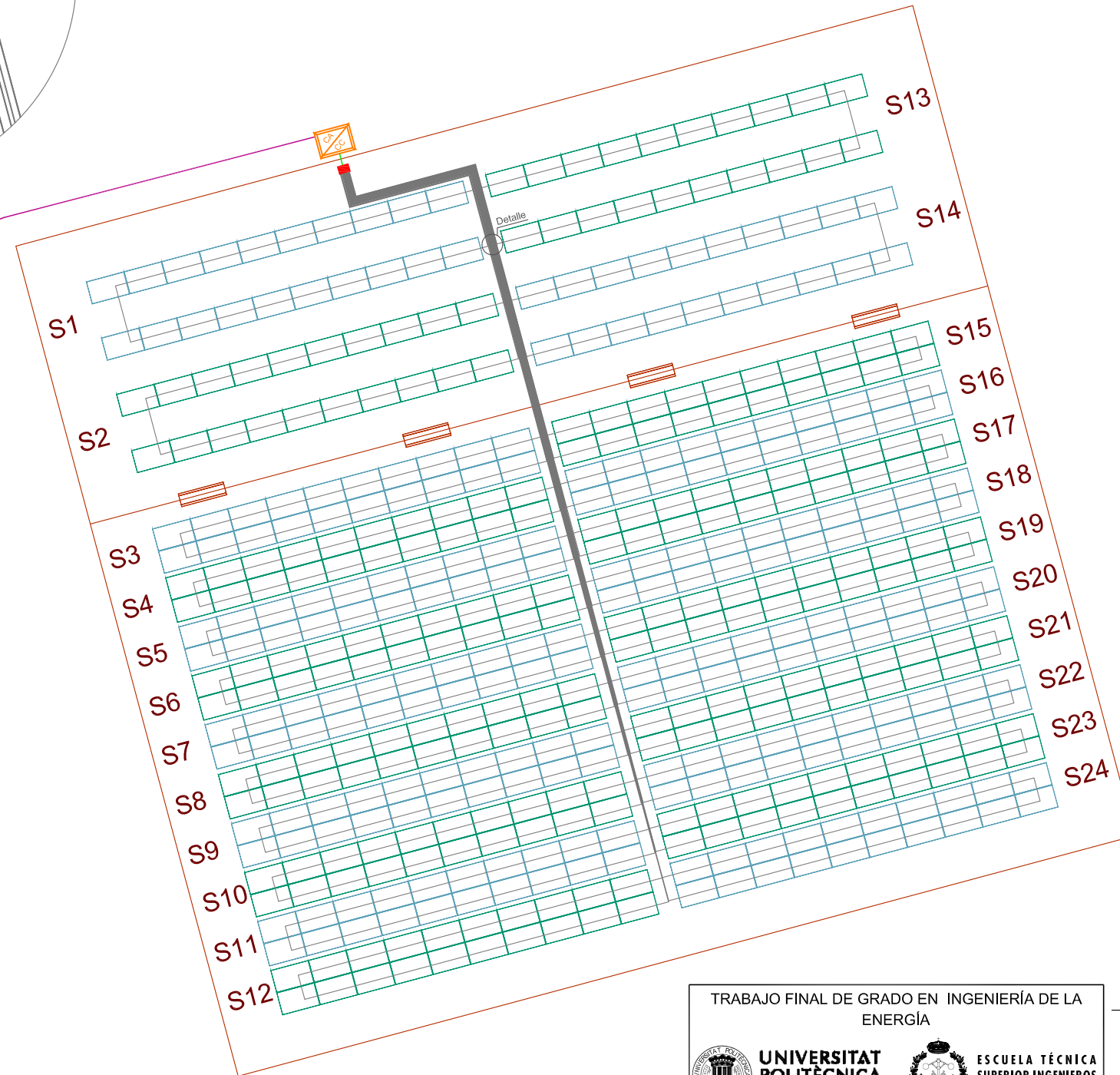
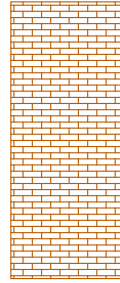
Nº Plano:

1

Olallo Villoldo Ruiz
Autor proyecto



C.T.



LEYENDA	
	Inversor fotovoltaico
	Cuadro CC
	Respiraderos
	2x4mm ² Cable de string Fotovoltaico ZZ-F (Cu)
	2x4mm ² Conexión entre módulos Fotovoltaico ZZ-F (Cu)
	2x95mm ² Línea agrupación en tubo PVC RV-K (Cu)
	Línea CA enterrada en tubo ø140mm 3x95+1x50mm ² RV-K (Cu)

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA

Proyecto:

DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 100 kW DESTINADA A AUTOCONSUMO EN SAN PABLO DE BUCEITE, CÁDIZ

Fecha:

Junio 2015

Escala:

1/250

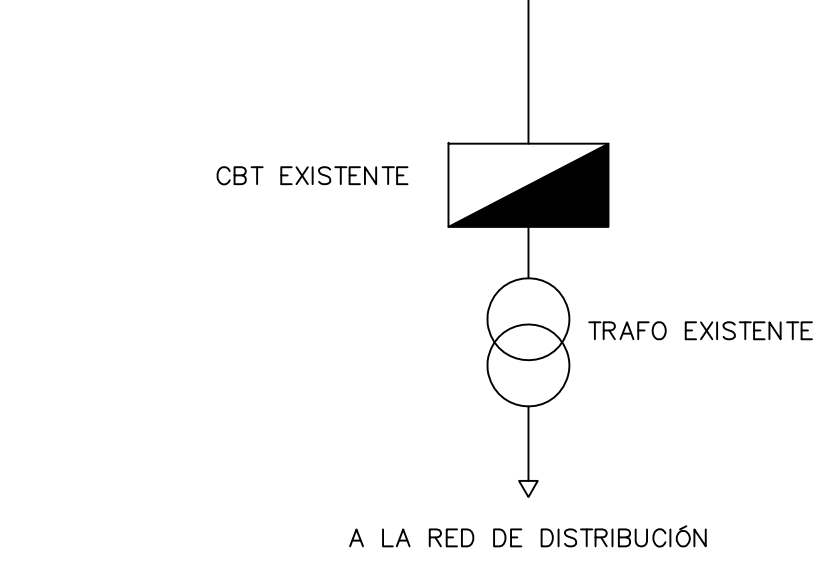
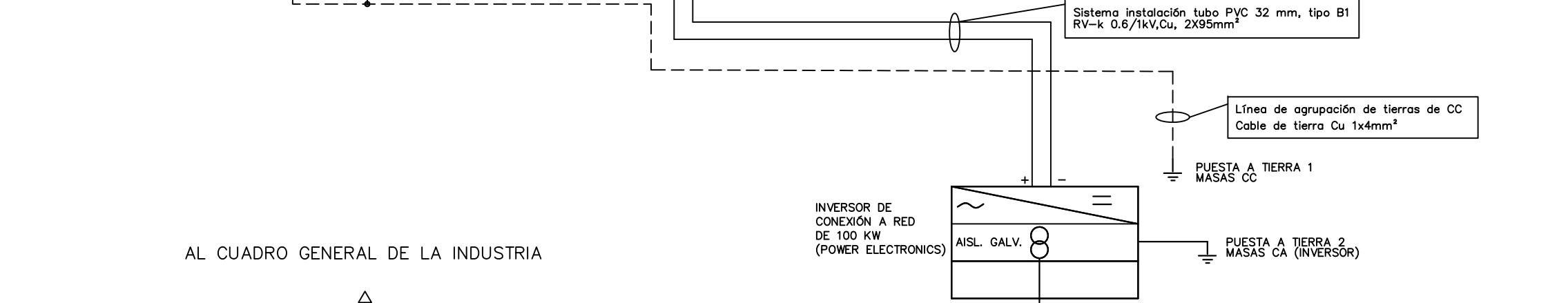
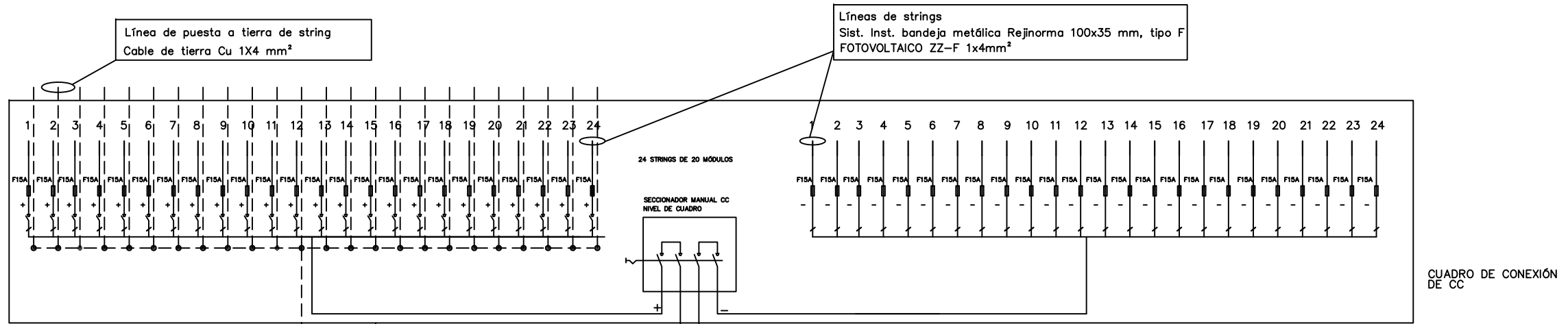
Plano:

Distribución eléctrica general

Nº Plano:

2

Olallo Villoldo Ruiz
Autor proyecto



TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA

Olallo Villoldo Ruiz
Autor proyecto

Proyecto: DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA DE 100 kW DESTINADA A AUTOCONSUMO EN SAN PABLO DE BUCEITE, CÁDIZ

Fecha: Junio 2015

Escala: S/E

Plano: Esquema unifilar

Nº Plano: 3

5. PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

En el presente documento se recogen las mínimas condiciones para la correcta ejecución de una Instalación Fotovoltaica interconectada a red de 100 kWn, potencia nominal, en la localidad de San Pablo de Buceite, provincia de Cádiz.

Todos los elementos que componen la instalación deben garantizar el cumplimiento de estos mínimos. Las características particulares de los equipos escogidos se encuentran recogidos en el apartado Memoria Descriptiva, donde para cada uno de ellos se incluye un subapartado de normativa aplicable.

Este documento se ha elaborado a partir del documento de referencia en Instalaciones Fotovoltaicas, Pliego de Condiciones Técnicas Para Instalaciones Fotovoltaica Conectadas a Red” Revisión 2011, del IDAE.

5.1. Generalidades

Por norma general, los equipos de la instalación deberán poseer un grado de aislamiento mínimo de Clase I, a excepción de la parte de continua que requerirá aislamiento de Clase II y un grado de protección mínimo de IP 65. Lo que indica estanqueidad total frente al polvo y protección frente a chorros de agua. Además, los materiales situados a la intemperie se protegerán contra la radiación solar y la humedad.

La Instalación Fotovoltaica en cuestión no deberá provocar en la red de conexión averías, disminuciones ni alteraciones en las condiciones de seguridad superiores a las permitidas por la normativa aplicable.

La instalación incorporará los elementos necesarios para garantizar la calidad del suministro eléctrico. Así mismo en su funcionamiento no provocará condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Se incluirán todos los elementos de seguridad y protección necesarios, asegurando la protección tanto de las personas como de los componentes de la instalación.

En el Proyecto se incluirán las especificaciones técnicas de los equipos proporcionadas por el fabricante.

Todas las etiquetas, placas de características, etc. de los equipos estarán en castellano, por motivos de seguridad y operación.

5.2. Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos de silicio cristalino deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable. Además tanto esta como la estructura de fijación de los propios módulos se conectarán a tierra.

No se realizarán perforaciones adicionales en el módulo, se fijarán a la estructura tal y como especifique el fabricante haciendo uso de los agujeros ya existentes.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

La potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

Los módulos fotovoltaicos estarán garantizados con un periodo de 10 años contra defectos de fabricación y con una garantía de rendimiento de 25 años.

5.3. Estructura soporte

El diseño de la estructura se realizará para conseguir la orientación y el ángulo de inclinación indicados en la memoria, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

Todos los componentes de la estructura se realizarán en aluminio, no obstante, se harán todas las perforaciones necesarias sobre la misma en fábrica antes de proceder al tratamiento final.

La tornillería empleada para la sujeción de los módulos fotovoltaicos será de acero inoxidable, cumpliendo la norma DB-SE-A8.5.

Entre los topes de sujeción a la estructura y el propio módulo se colocarán láminas de neopreno, para asegurar una mejor fijación y absorber los efectos de posibles dilataciones y contracciones de la estructura por efecto térmico.

Estos topes no arrojarán sombra sobre los módulos. Además, se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos sobre la cubierta sin superar el límite de sombras indicado en el punto 4.1.2. del Pliego de Condiciones del IDAE, lo cual supone para el caso general un máximo de 10 % de pérdidas por sombras.

La estructura soporte será calculada de acuerdo al CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

5.4. Inversor

Será del tipo adecuado para la conexión a red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas del inversor serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.

- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.
- La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:
- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:

- Tensión de red fuera de rango.
- Cortocircuitos en alterna
- 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 red, etc.

El inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Características eléctricas del inversor

El inversor seguirá generando potencia de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante periodos 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.

El consumo eléctrico del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0.5% de su potencia nominal.

El factor de potencia generada deberá ser superior a 0,95 entre el 25% y el 100% de su potencia nominal.

Puesto que la Instalación Fotovoltaica se conecta a la red de B.T. el inversor deberá poseer un transformador para proporcionar aislamiento galvánico entre la Instalación Fotovoltaica y la red de distribución.

El inversor tendrá un grado de protección mínima IP65 pues se instalará a la intemperie, este deberá poseer una envolvente accesible únicamente con llave que impida el contacto de personal no cualificado con las partes eléctricas del mismo.

El inversor estará garantizado para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre -20º y +50º C de temperatura y entre 10% y 95% de humedad relativa.

El inversor dispondrá de una garantía por parte del fabricante de mínimo 3 años.

5.5. Cableado

5.5.1. General

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 1 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

El cableado deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

5.5.2. Particularidades del cableado de CC

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

El trazado de las mismas discurre a través de canal refrigerado de instalación al aire, por lo cual sus características térmicas serán calculadas de acuerdo al REBT para instalación exterior.

La conexión entre placas se realiza en circuitos serie y paralelo según se define en el capítulo de cálculos justificativos, para adecuar las características de salida de los módulos fotovoltaicos a las necesidades propias de la entrada de corriente continua de los inversores, así pues será necesaria la conexión de instalaciones en cajas de centralización especialmente descritas a tal efecto.

El conexionado de las mismas se realizará, según proceda:

- Conexionado entre placas se realizará mediante los conectores rápidos incluidos en las placas.
- Conexionado colector de placas con armarios de inversores se realizará en el interior de los armarios.

5.6. Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el RD 1663/2000 y el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Su dimensionado se realizará de acuerdo con las guías técnicas de aplicación facilitadas por el ministerio de industria.

El CTE, en el documento técnico HE5, en el apartado 3.2.3.3, establece que la parte de corriente continua de la instalación tendrá un grado de protección Clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de emplazamiento accesible. Los materiales situados en la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP65.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión serán para cada fase.

5.7. Canalizaciones

Las canalizaciones de líneas subterráneas o zanjas, deberán proyectarse teniendo en cuenta las condiciones siguientes.

En primer lugar, el radio de curvatura después de colocado el cable será como mínimo, 15 veces el diámetro. Los radios de curvatura en operaciones de tendido será superior a 20 veces su diámetro.

En segundo lugar, los cruces de calzadas serán perpendiculares al eje de la calzada o vial, procurando evitarlos, si es posible sin perjuicio del estudio económico de la instalación en proyecto, y si el terreno lo permite.

5.8. Puesta a tierra

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 y el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

Todas las masas de la Instalación Fotovoltaica estarán conectadas a una única tierra que será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con REBT.

5.9. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el RD 1663/2000, artículo 13.

5.10. Conexión a la red de baja tensión

La conexión a la red de la instalación fotovoltaica deberá cumplir con lo expuesto en el RD 1663/200, artículos 8 y 9.

1. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas que se refiere el presente RD no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que, de acuerdo con la disposición necesaria para ello o, en su caso, llegar a un acuerdo sobre este aspecto con la empresa distribuidora. Asimismo, el funcionamiento de esta instalación no

podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

2. En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de las líneas, la instalación fotovoltaica no deberá mantener tensión en la línea de distribución (protección de no operación en modo isla contenida en el inversor).
3. Las condiciones de conexión a la red se fijarán en función de la potencia de la instalación fotovoltaica, con objeto de evitar efectos perjudiciales a los usuarios con cargas sensibles.
4. Para establecer el punto de conexión a la red de distribución se han tenido en cuenta la capacidad de transporte de la línea, la potencia instalada en los centros de transformación y las distribuciones en diferentes fases de generadores en régimen especial provistos de inversores trifásicos.

6. PRESUPUESTO Y ANÁLISIS ECONÓMICO

6.1. Introducción

A continuación se realiza un análisis económico de la Instalación Fotovoltaica. Este análisis consiste en obtener los indicadores económicos que caracterizan al proyecto. Para obtener estos, es necesario conocer:

- El ahorro económico anual asociado a la reducción del consumo de la industria de energía eléctrica desde la red.
- El beneficio económico debido a la venta de energía en el mercado eléctrico en aquellos momentos en los que la generación con fotovoltaica supera al consumo de la industria.
- El desembolso inicial, lo que se corresponde con el presupuesto de la instalación. Es decir, el dinero necesario para construir y poner en marcha la instalación.

6.2. Cálculo del ahorro anual y el beneficio por venta de energía excedente

La industria para la que se ha diseñado la Instalación Fotovoltaica presenta un consumo anual de en torno a 192000 kWh. Al ser un edificio industrial, este se distribuye de manera prácticamente uniforme en los diferentes meses del año.

Por el contrario, la producción de energía por parte del sistema fotovoltaico no será constante a lo largo del año, alcanzándose mayor producción en los meses más cercanos al periodo estival, donde la radiación solar es considerablemente mayor.

El siguiente gráfico ilustra los flujos de energía en la industria en el caso de instalarse el sistema fotovoltaico diseñado.

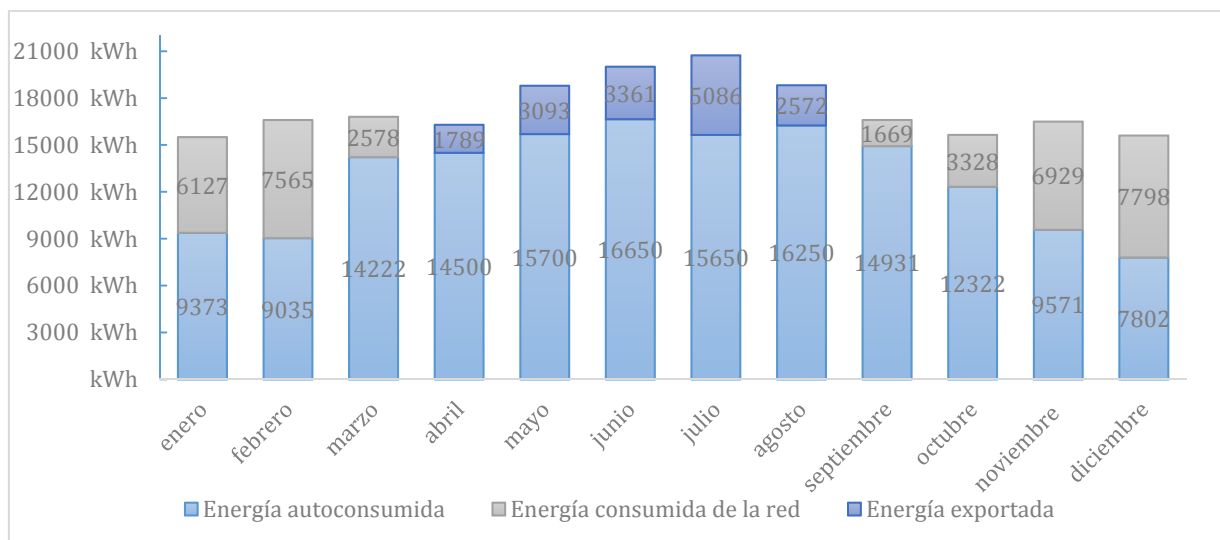


Fig. 6. 1. Flujos de energía en la industria

En el gráfico anterior se recogen los valores correspondientes al consumo energético de la industria para el periodo del cual se disponen datos. Los valores asociados a la producción del sistema fotovoltaico se corresponden con el periodo de simulación de PVsyst.

Por consiguiente, existen dos situaciones bien diferenciadas que influyen en el cálculo del ahorro económico anual, estas son:

- Meses en los que la producción de energía por parte del sistema fotovoltaico es inferior a la energía demandada por la industria. En estos periodos, el beneficio económico se asocia únicamente con la energía que se deja de comprar a la distribuidora al utilizar energía procedente del sistema FV. La cantidad de energía restante, hasta cubrir la demanda mensual de la instalación, deberá adquirirse a la compañía distribuidora al precio fijado en el contrato.

Como puede observarse en la gráfica, esta situación se produce principalmente en los meses de otoño e invierno.

- Meses en los que la producción de energía por parte del sistema fotovoltaico es superior a la energía demandada por la industria. En estos periodos el ahorro está limitado por el consumo de la industria, ya que al ser menor que la producción FV no toda la energía producida por el sistema FV se destinará a autoconsumo. No obstante, también existe un beneficio asociado a ese excedente de energía puesto que puede venderse en el mercado eléctrico al precio correspondiente.

En el marco energético actual una instalación generadora fotovoltaica se ve obligada a competir con el resto de tecnologías de generación. El motivo es que de acuerdo con el Real Decreto 413/2014, aun existiendo unas retribuciones reguladas para las tecnologías de generación de origen renovable (una retribución en función de la potencia nominal y otra en función de la producción) el precio de venta de la energía generada por fuentes de origen renovable no queda fijado por la legislación.

Por este motivo la única manera de obtener un beneficio aceptable por los excedentes de energía es vendiendo estos en el mercado eléctrico, de manera similar a como actúan las grandes compañías generadoras.

En el análisis económico que se expone a continuación no se han considerado los ingresos anuales debidos a las retribuciones establecidas en el RD 413/2014, los motivos son los siguientes:

- Las expresiones que permiten obtener dichas retribuciones presentan una complejidad elevada debido a que necesitan ciertas variables que no pueden ser conocidas en la etapa de diseño de la instalación, por ejemplo, la fecha de autorización de operación de la instalación. No obstante, la inclusión de dichas retribuciones requeriría un análisis económico con un detalle elevado, lo que se escapa de la finalidad de este trabajo.
- Teniendo en cuenta la variabilidad del marco regulatorio del sector de las energías renovables, estas retribuciones podrían variar en años futuros o incluso desaparecer. En el caso de que desapareciesen o disminuyese su valor, el haberlas incluido supondría haber obtenido unos indicadores económicos del proyecto excesivamente optimistas.

De este modo, el considerar para el beneficio asociado a la venta de energía únicamente el precio de al que es vendida en el mercado eléctrico, supone el caso más desfavorable. Por consiguiente, los indicadores económicos reales del proyecto serán siempre más favorables o iguales, según varíe o no el marco regulatorio en años futuros, respecto a los obtenidos en este análisis.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, para cada mes se tiene:

A. Un beneficio asociado al ahorro debido a la reducción del consumo de energía de la red.

Para el cálculo de este ahorro mes a mes se seguirán las siguientes expresiones.

$$Ahorro_{mes\ i} (\text{€}) = E_{prod_mes\ i}(\text{kWh}) \cdot p_{med}(\text{€/kWh}) \quad \text{si } E_{prod_mes\ i} < E_{cons_mes\ i} \quad (6.1.)$$

$$Ahorro_{mes\ i} (\text{€}) = E_{cons_mes\ i}(\text{kWh}) \cdot p_{med}(\text{€/kWh}) \quad \text{si } E_{prod_mes\ i} > E_{cons_mes\ i} \quad (6.2.)$$

Donde el precio, p_{med} , se corresponde con la cantidad en €/kWh que la industria paga por la energía consumida de acuerdo con el contrato de suministro que posea. Este depende del tipo de tarifa contratada, para este análisis se tomará un valor medio, $p_{med} = 0,12 \text{ €/kWh}$

B. Un posible beneficio asociado a la venta de los excedentes de energía en el mercado eléctrico.

Para la obtención de este beneficio se seguirá la siguiente expresión. Sólo aplicable en el caso de que la generación supere al consumo de la industria.

$$Beneficio\ venta_{mes\ i} (\text{€}) = [E_{prod_mes\ i}(\text{kWh}) - E_{cons_mes\ i}(\text{kWh})] \cdot p_{venta}(\text{€/kWh}) ; \quad (6.3.)$$

Las transacciones de energía en el mercado eléctrico son resultado de casaciones diarias entre compradores y vendedores. Por este motivo, el productor particular de energía, como es el caso de la industria en cuestión ha de recurrir a un representante en el mercado eléctrico.

La función de este agente es gestionar la venta de energía de su cliente (propietario de la Instalación Fotovoltaica), es decir, es el encargado de negociar en el mercado eléctrico con los kWh del cliente tratando de obtener el máximo beneficio en la transacción. Por las actividades que realiza, el representante recibe unos ingresos que son en general en €/kWh. El valor de este término depende del representante en cuestión, para el análisis se considerará un valor medio de 82 c€/MWh.

Pero este no es el único coste asociado a la venta del excedente de energía, también la red eléctrica fija un *peaje de acceso a la generación*, este valor es de 50 c€/kWh. La explicación a este peaje es debido al hecho de que el utilizar las instalaciones de la red eléctrica como medio para transportar la energía eléctrica que se vende lleva asociado un desgaste de dichas instalaciones.

Por último, es necesario fijar el precio al que se vende la energía en el mercado eléctrico. Este es un mercado que, aun no estando totalmente liberalizado, fija el precio de las transacciones basándose en la casación de la oferta y la demanda. Para el cierre del año 2014, el precio medio del MWh se situó en 42 €.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, el precio de venta (p_{venta}) que aparece en la expresión para obtener el beneficio por la venta de excedentes será:

$$p_{venta} (\text{€/kWh}) = p_{med_2014}(\text{€/kWh}) - \text{peaje_acceso} (\text{€/kWh}) - \text{coste_repr.} (\text{€/kWh}) \quad (6.4.)$$

$$p_{venta} (\text{€/kWh}) = 0,042 - 0,0005 - 0,00085 = 0,004065 \text{ €/kWh}$$

Finalmente, realizando estos cálculos para cada uno de los meses del año se obtiene un beneficio total debido al ahorro de 18.720,72 € y debido a la venta de excedentes de 646,38 €, lo que supone un beneficio total anual de 19.367,10 €.

Si la misma instalación se encontrase en el marco legislativo de la conocida “burbuja fotovoltaica”, donde la energía producida por instalaciones fotovoltaicas, gracias a las primas ofrecidas por el estado, podía venderse a 44 c€/kWh, los beneficios por la venta de excedentes ascenderían a casi 7000 € anuales. Incluso hubiera resultado más rentable vender la totalidad de la producción a dicho precio y comprar la energía demandada a la compañía distribuidora.

El siguiente gráfico recoge los beneficios obtenidos para cada mes desglosados en: ahorro por reducción del consumo y beneficio por venta de energía.

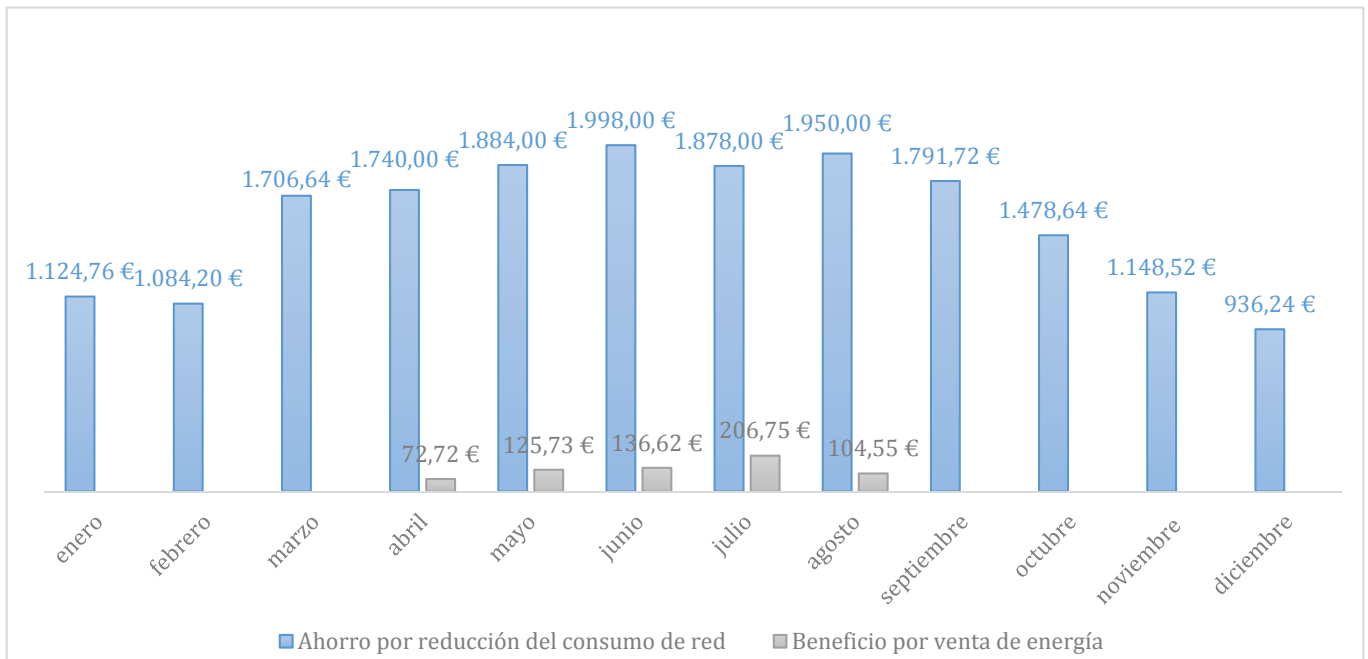


Fig. 6. 2. Beneficios mensuales asociados a la instalación FV

6.3. Presupuesto de la instalación

Para calcular los indicadores económicos del proyecto, es necesario determinar la inversión inicial. Para ello es necesario determinar el coste tanto de material como de instalación para todos los equipos que componen la instalación.

A continuación se incluye una tabla que recoge el presupuesto de la instalación partida por partida, las cantidades incluyen tanto material como instalación.

TABLA 6. 1. Presupuesto

Descripción	Unidades	Precio unitario (€)	Precio total (€)
Módulos fotovoltaicos			
Módulo FV A-230P GSE	480	260,07 €	124.833,60 €
Subtotal			124.833,60 €
Inversor			
Inversor FS0100_T	1	11.860,55 €	11.860,55 €
Subtotal			11.860,55 €
Estructura soporte			
Estructura coplanar Aluminio	400	34,55 €	13.820,00 €
Estructura en vela Aluminio	80	27,91 €	2.232,80 €
Subtotal			16.052,80 €
Cableado			
Cable FV ZZ-F 4 mm ² Cu	1401,40	1,03 €	1.443,44 €
Cable RV-K 95 mm ² Cu	46,20	17,77 €	820,93 €
Cable RV-K 50 mm ² Cu	40,70	9,76 €	397,19 €
Terminal multicontact MC4 4 mm ²	48	3,87 €	185,76 €
Terminales de Cu 95 mm ²	10	4,67 €	46,70 €
Terminales de Cu 50 mm ²	2	4,55 €	9,10 €
Subtotal			2.903,12 €
Tubos y bandejas			
Bandeja Rejinorma 35x100	38,60	11,42 €	440,81 €
Tubo PVC 32 mm	10	4,37 €	43,70 €
Tubo HDPE 160 mm	42,46	8,03 €	340,95 €
Subtotal			825,47 €
Protecciones y maniobra CC			
Fusible cilíndrico gG 16 A	24	2,64 €	63,36 €
Portafusibles cilíndricos gG	24	3,44 €	82,56 €
Descargador de sobretensión Clase II	1	643,67 €	643,67 €
Estructura y envolvente	1	230,50 €	230,50 €
Interruptor de corte de string	24	52,61 €	1.262,64 €
Interruptor corte general CC (OPC)	1	365,49 €	365,49 €
Subtotal			2.648,22 €

Protecciones y maniobra CA			
Interruptor magnetotérmico 160 A	1	772,21 €	772,21 €
Interruptor diferencial 160 A, 300 mA	1	714,30 €	714,30 €
Estructura y envolvente	1	230,50 €	230,50 €
Subtotal			1.717,01 €
Puesta a tierra			
Pica de puesta a tierra 2,5 m	2	31,68 €	63,36 €
Cable PaT, 4 mm ² amarillo-verde + unión	67,21	1,78 €	105,86 €
Cable PaT , 50 mm ² amarillo-verde + unión	4,50	3,06 €	13,77 €
Subtotal			182,99 €
Monitorización			
Free Sun Data Center	1	5.276,70 €	5.276,70 €
Subtotal			5.276,70 €
Material menor			
Terminales de compresión, abrazaderas, prensaestopas, etc.	1	280,00 €	280,00 €
Subtotal			280,00 €
Seguridad y salud			
Gastos por seguridad y salud	1	3.823,00 €	3.823,00 €
Subtotal			3.823,00 €
Montaje, instalación e ingeniería			
Obra civil necesaria (zanjas)	37,40	24,50 €	916,30 €
Proyecto y trámites	1	5.000,00 €	5.000,00 €
Subtotal			5.916,30 €
PRESUPUESTO TOTAL			176.319,76 €

6.4. Análisis económico

El objetivo de este apartado es determinar la rentabilidad del proyecto así como el tiempo de retorno de la inversión. La rentabilidad del proyecto se evaluará en base a los indicadores económicos de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

Para la obtención de estos dos indicadores es necesario conocer todas las entradas y salidas de capital en el proyecto. En nuestro caso particular las entradas se corresponden con el beneficio asociado a la reducción del consumo y la venta de energía excedente. Por otro lado, las salidas de capital son el desembolso inicial para el año 0 y los costes asociados al mantenimiento y el seguro de la instalación para el resto de años.

Los datos de partida para el análisis económico del proyecto se recogen en la siguiente tabla.

TABLA 6. 2. Datos de partida para el análisis económico

Año 0	Inversión	176.319,76 €
Año 1	Seguro	800 €
	Mantenimiento	1.500 €
	Tarifa	0,1200 €/kWh
	Precio venta excedente	0,0407 €/kWh
	Producción anual para autoconsumo	156006 kWh
	Producción anual para venta	15901 kWh
Resto años	Pérdida de potencia anual	1%
	IPC	3%
	Tasa de descuento	4.5%

Estas entradas y salidas nos permiten determinar los flujos de caja, que es el resultado de restar a las entradas de capital las salidas. A partir de estos se obtendrán el VAN y la TIR.

El IPC o Índice de Precios de Consumo, aporta información de cómo se incrementará el precio de los bienes en un futuro y por consiguiente, afecta a la tarifa eléctrica, el precio de venta del excedente y los costes de seguro y mantenimiento.

El VAN representa el valor presente de un proyecto cuyos flujos de caja se obtendrán en un futuro. Es decir, este indicador tiene en cuenta la depreciación futura del dinero refiriendo todo el capital generado en los años del proyecto a dinero actual (año 0). Es una medida de los beneficios que genera el proyecto, cuando su valor es positivo indica que el proyecto produce ganancias; que serán mayores cuanto mayor sea este.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{(Flujos\ de\ caja)_t}{(1 + d)^t} - Inversión\ inicial \quad (6.5)$$

Donde d es la tasa de descuento, que permite considerar la depreciación del dinero a lo largo del tiempo, esta se fijará en un 4,5 %. Por otro lado, t representa cada uno de los años para los que se realiza el sumatorio, en nuestro caso se considerará una amortización de 25 años luego n=25.

En cuanto a la TIR, esta se corresponde con la tasa de descuento que hace que el VAN se anule. Es una medida de la rentabilidad del proyecto y sirve para comparar posibles proyectos. La TIR mide la viabilidad del proyecto en el caso de tener que recurrir a un préstamo bancario, la TIR

deberá ser superior a la Tasa Anual Equivalente (TAE) que representa el interés efectivo del préstamo concedido. Si la TIR coincide con la TAE, los beneficios del proyecto sólo alcanzarán para cubrir el préstamo concedido por el banco.

Por último se calculará también el tiempo de retorno de la inversión o Payback, este es el tiempo que hace que los flujos de caja acumulados igualen a la inversión inicial.

A continuación se incluye un gráfico que recoge los flujos de caja y los flujos de caja acumulados durante los 25 años analizados.

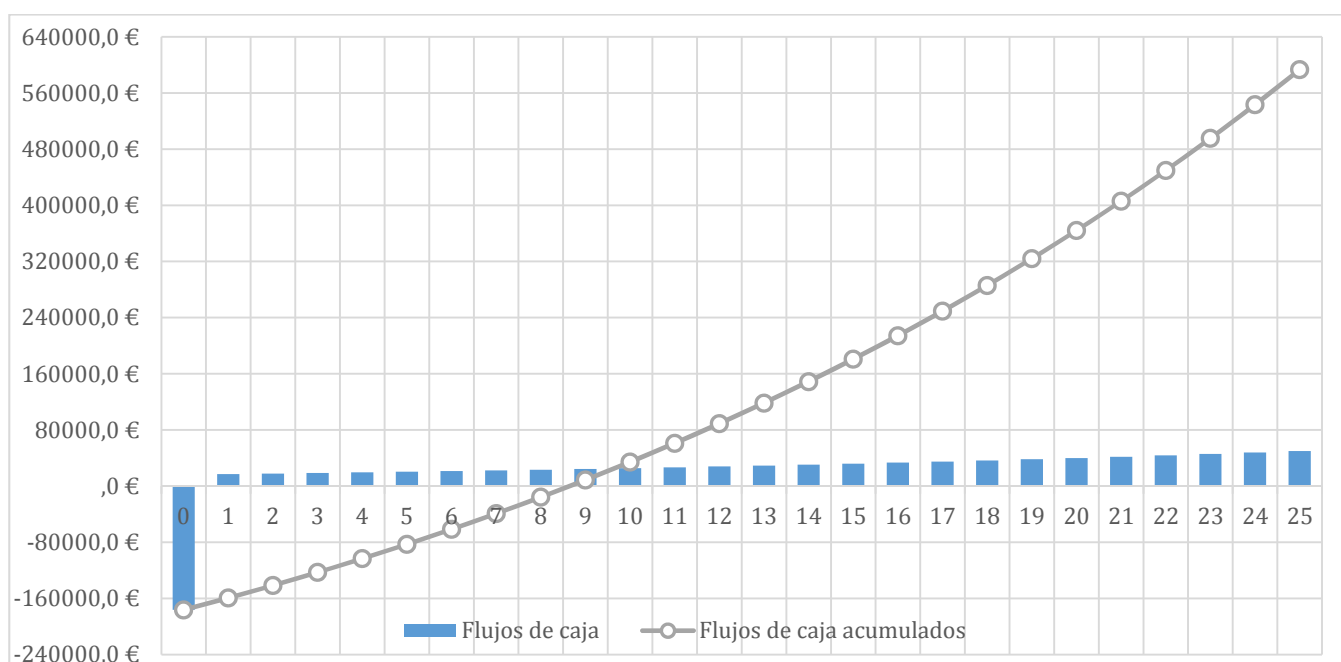


Fig. 6. 3. Flujos de caja y flujos de caja acumulados

Siendo los resultados finales del análisis económico los que se muestran en la siguiente tabla.

TABLA 6. 3. Resultados del análisis económico

VAN	263.112,03 €
TIR	12,81 %
Payback	8,64 años

Por tanto como puede observarse el proyecto produce beneficios a largo plazo puesto que el VAN resulta positivo. Concretamente recuperamos los 173.319,76 € de la inversión inicial más un 4,5% y queda además un remanente de 89.972 €.

Por otro lado el valor del TIR resulta muy superior a la tasa de descuento fijada (4,5%) y al TAE ofrecido habitualmente por las entidades bancarias para el caso de préstamos a negocios (5,5%-6%). Por consiguiente financiar la inversión por medio de una entidad bancaria puede ser una buena opción para este proyecto.

7. ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

7.1. Necesidad del estudio de Seguridad y Salud

Los sistemas fotovoltaicos presentan un conjunto de riesgos asociados similar a cualquier instalación eléctrica de baja tensión. Además, cuando se trata de instalaciones sobre cubierta, los riesgos asociados a la obra son aún mayores.

Según el Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre se establece que todo proyecto de ejecución de obra debe incluir un estudio de Seguridad y Salud como requisito.

Este documento pretende recoger los distintos riesgos asociados a la ejecución de la Instalación Fotovoltaica, así como las actuaciones adecuadas para evitarlos.

Por este motivo será necesario que los trabajadores conozcan el contenido de este documento. También resulta oportuno que a lo largo de la obra se realice una observación de las actividades en desarrollo con el objetivo de detectar posibles riesgos no previstos y de identificar aquellos que se puedan convertir en frecuentes en el caso particular de la instalación de 100 kWn desarrollada.

7.2. Normativa que afecta al estudio de Seguridad y Salud

El estudio de Seguridad y Salud realizado se apoya en la siguiente normativa:

- Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- RD 485/1997 de 14 de abril, sobre Señalización de seguridad en el trabajo.
- RD 486/1997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- RD 773/1997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- RD 1627/1997 de 24 de octubre por el que se establecen disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de construcción.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.

7.3. Principales riesgos asociados y medidas preventivas

A continuación se recogen los principales riesgos relacionados con la construcción de una Instalación Fotovoltaica sobre cubierta y las medidas preventivas asociadas a cada uno de ellos.

7.3.1. Caídas de operarios

Este es uno de los principales riesgos durante la obra, estas caídas pueden ser al mismo nivel o a distinto nivel, siendo las segundas de un peligro mucho mayor.

Las consecuencias que se derivan de estas caídas son contusiones, esguinces, fracturas de huesos, pérdida de la consciencia y en el peor de los casos la muerte.

Medidas preventivas

Para evitar las caídas al mismo nivel, será necesario evitar que exista material dispersado sobre la zona de trabajo que pueda causar un tropiezo por parte de un operario. Además todos ellos deberán disponer de calzado adecuado en todos los trabajos de modo que en caso de humedad la adherencia a la cubierta sea la mejor posible.

Para evitar las caídas a distinto nivel, de la cubierta al suelo, será necesario:

- Redes perimetrales en la cubierta en el caso de que el peto perimetral sea inferior a 1 metro.
- Mallazo metálico en el caso de que exista algún hueco sobre la cubierta, como un lucernario.
- En cuanto al recorrido de la zanja, este deberá marcarse adecuadamente. Además deberá realizarse a tramos cubriéndose cada 2-3 metros y no dejando abierta la totalidad de la zanja.

7.3.2. Caídas de objetos sobre operarios

La posibilidad de que ciertos objetos caigan sobre los operarios debe tenerse en cuenta a la hora de planificar los trabajos. Estos objetos al golpear sobre el trabajador pueden ocasionar lesiones debidas al impacto o incluso provocar que se produzca una caída al mismo o distinto nivel.

Medidas preventivas

La manera de evitar estos percances es principalmente realizando uso del casco de protección durante todos los trabajos, sin excepción alguna. Además, deberán señalizarse todos los objetos punzantes o con aristas peligrosas que se encuentren a una altura considerable.

7.3.3. Interferencias con la maquinaria o los camiones

Si un operario se encuentra excesivamente cerca de una máquina, como la excavadora para la zanja, pueden derivarse accidentes graves al golpear la máquina al operario.

Del mismo modo, cuando los camiones se dispongan a descargar el material para la obra, pueden darse situaciones similares si existen operarios en las proximidades de los camiones. Esto puede ocurrir tanto en el momento en el que entran a la obra, como en el momento en el que por medio de grúas se disponen a descargar los equipos. Todos estos riesgos derivan en fuertes golpes contra el operario que podrían incluso llegar a causar su muerte.

Medidas preventivas

La manera de prevenir estas dos situaciones de riesgo es estableciéndose un perímetro alrededor de la máquina que se corresponda con el radio de acción de esta, de manera que el operario que se encuentre más cerca no podría verse afectado por la máquina fuese cual fuese el movimiento de este.

También es recomendable no colocarse nunca fuera del campo de visión del conductor de la maquinaria y del camión.

7.3.4. Riesgos en la realización de los trabajos eléctricos

Incluso estando desconectada la instalación puede existir algún riesgo relacionado con los componentes eléctricos. El motivo es que los módulos producen tensión entre sus terminales en el momento en que son alcanzados por el sol, aun no estando realizada la conexión entre ellos.

Mayor resulta el riesgo en el momento en que se realizan trabajos eléctricos en tensión (conexión de la instalación, pruebas de puesta en marcha, etc.). En estas situaciones es necesario extremar las prevenciones.

Esta presencia de tensión puede provocar en los operarios pequeñas electrocuciones debidos a un posible fallo en el sistema de tierras o en los momentos previos a la conexión de este. Además el contacto directo con elementos conductores a través de los que circula corriente puede causar quemaduras importantes.

Medidas preventivas

Las principales actuaciones para evitar estos posibles accidentes son:

- Uso de guantes aislantes en la ejecución de todos los trabajos eléctricos. No son válidos los guantes de protección usados para los trabajos generales.
- Uso de calzado con suela aislante. No es válido el calzado de protección requerido para el resto de trabajos.
- Desconectar todas las fuentes de tensión posibles.
- No suministrar corriente eléctrica a equipos que se encuentren mojados o en condiciones de humedad, a no ser que dispongan de las protecciones adecuadas para ello.
- Deberán utilizarse los colores distintivos adecuados para los conductores. En alterna, rojo o marrón para fase, azul para neutro y amarillo-verde para conductor de protección o puesta a tierra. En continua, rojo para el positivo y azul para el negativo.

7.3.5. Otros riesgos

Las insolaciones pueden causar mareos, fatigas o desmayos en los operarios. Estos a su vez pueden ser la causa de graves caídas, para evitarlo es recomendable facilitar agua regularmente a los operarios, así como realizar pequeños descansos en las tareas.

Deberán disponerse de las señalizaciones oportunas: señal de peligro eléctrico, señal de sólo personal autorizado, etc. Se requerirá disponerse de un equipo de primeros auxilios que estén a cargo de personas capacitadas, además, junto a este deberá colocarse el número de los equipos de emergencia de la zona. Será necesario disponer de equipos de extinción del fuego.

8. BIBLIOGRAFÍA

- ABB GROUP (2011). “Cuaderno de aplicaciones técnicas nº. 10. Plantas fotovoltaicas”. Barcelona.
- AENOR. *Base de datos AENOR* más de la Universidad Politécnica de Valencia. <https://www.aenor.es/aenor/suscripciones/personal/pagina_per_busgador.asp> [Consulta Marzo-Junio 2015]
- AENOR (2002). “Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC) BT 01 a BT 51”. Madrid: AENOR.
- *Energías Renovables. Fotovoltaica instalada en el mundo.*
<<http://www.energias-renovables.com/articulo/la-fotovoltaica-instalada-en-el-mundo-supera-20130212>> [Consulta: Marzo 2015]
- FUNDACIÓN PARA EL FOMENTO DE LA INNOVACIÓN INDUSTRIAL. *Guías técnicas de aplicación.*
<<http://www.f2i2.net/>> [Consulta: Marzo-Junio 2015]
- IDAE. *Energías renovables.*
<<http://www.idae.es/index.php/idpag.16/relmenu.301/mod.pags/mem.detalle>> [Consulta: Marzo-Junio 2015]
- *Protección de las instalaciones eléctricas.*
< <http://roble.pntic.mec.es/adog0009/>> [Consulta: Abril 2015]
- ROGER FOLCH, J., RIERA GUASP, M., ROLDÁN PORTA, C. (2010). *Tecnología eléctrica.* Madrid: Síntesis.
- *Solar Tradex Blog. Análisis económico de un proyecto de autoconsumo solar.*
<<http://solartradex.com/blog/analisis-economico-de-un-proyecto-de-autoconsumo-solar/>> [Consulta: Abril 2015]
- UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA. *Fotovoltaica instalada en el mundo.*
<<http://unef.es/2014/03/nuevo-record-de-potencia-fotovoltaica-instalada-en-el-mundo-en-2013-con-un-aumento-del-35-con-respecto-al-ano-anterior/>> [Consulta: Marzo 2015]
- UNIVERSIDAD DE JAÉN. *El efecto fotovoltaico.*
<http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/03_celula/01_basico/3_celula_03.htm> [Consulta: Marzo 2015]
- *Wikipedia. Energía Solar.*
<http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_solar> [Consulta: Marzo 2015]
- *Wikipedia. Efecto fotoeléctrico.*
<http://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_fotoel%C3%A9ctrico> [Consulta: Marzo 2015]

ANEXOS

ANEXO I: INFORME DE LA SIMULACIÓN EN PVSYST

Simulación definitiva

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Instalación interconectada Cádiz

Lugar geográfico San Pablo de Buceite País España

Ubicación Latitud 36.5°N Longitud 5.4°W
 Hora definido como Hora Legal Huso hor. UT+1 Altitud 303 m
 Albedo 0.20

Datos climatológicos : San Pablo de Buceite, Síntesis datos por hora

Variante de simulación : Definitivo

Fecha de simulación 22/04/15 13h18

Parámetros de la simulación

Orientación Plano Receptor Inclinación 10° Acimut -15°

Perfil obstáculos Sin perfil de obstáculos

Sombras cercanas Sombreado lineal

Características generador FV

Módulo FV Si-poly Modelo **A-230 P**

Fabricante Atersa

Número de módulos FV En serie 20 módulos En paralelo 24 cadenas

Nº total de módulos FV N° módulos 480 Pnom unitaria 230 Wp

Potencia global generador Nominal (STC) **110 kWp** En cond. funciona. 99.7 kWp (50°C)

Caract. funcionamiento del generador (50°C) V mpp 536 V I mpp 186 A

Superficie total Superficie módulos **782 m²** Superficie célula 701 m²

Inversor

Modelo **Freesun LVT - FS0100_T**

Fabricante POWER ELECTRONICS, S.L.

Características Tensión Funciona. 450-820 V Pnom unitaria 100 kW AC

Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas Uc (const) 20.0 W/m²K Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
 => Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20° C, Viento=1m/s) TONC 56 °C

Pérdida Óhmica en el Cableado Res. global generador 49 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)

Simulación definitiva

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Instalación interconectada Cádiz

Variante de simulación : Definitivo

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	-15°
Módulos FV	Modelo	A-230 P	Pnom	230 Wp
Generador FV	N° de módulos	480	Pnom total	110 kWp
Inversor	Modelo	Freesun LVT - FS0100_T	Pnom	100 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

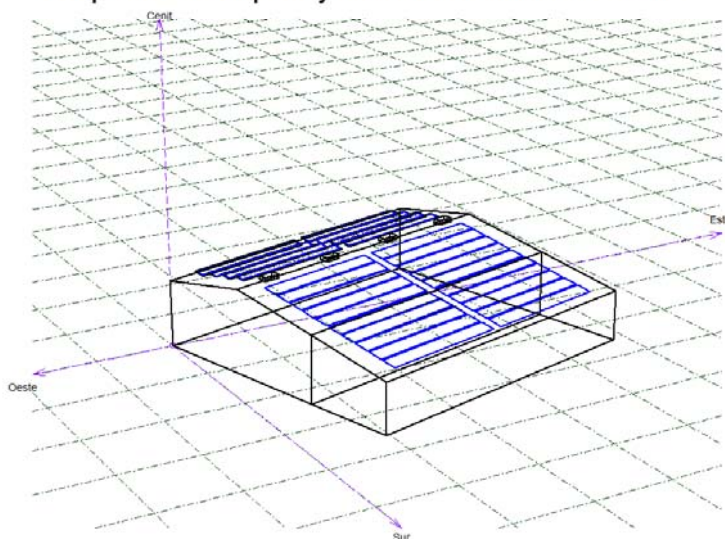
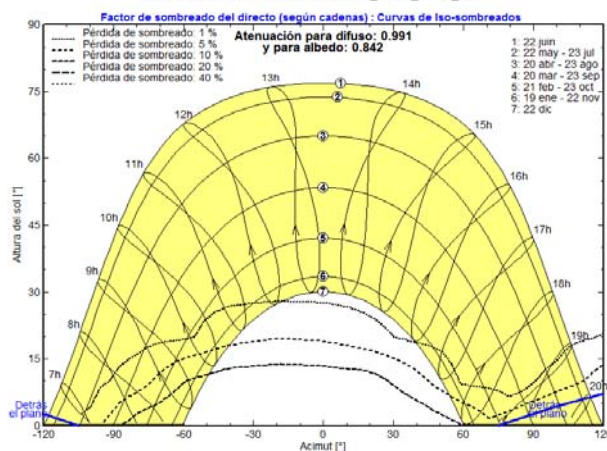


Diagrama de Iso-sombreados

Instalación interconectada Cádiz: Inst_interc_Cadiz_def



Simulación definitiva

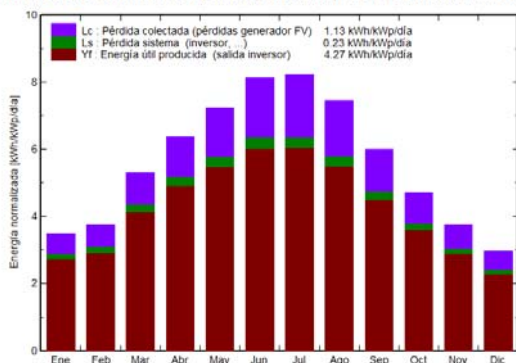
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Instalación interconectada Cádiz
Variante de simulación : Definitivo

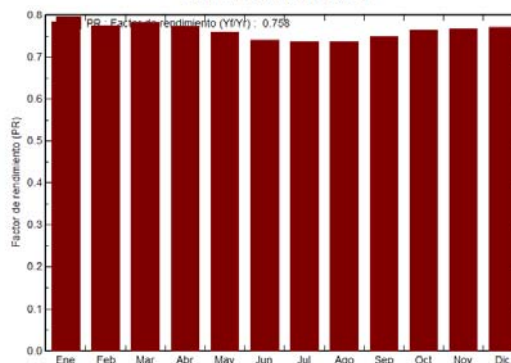
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Sombras cercanas	Sombreado lineal			
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut	-15°
Módulos FV	Modelo	A-230 P	Pnom	230 Wp
Generador FV	N° de módulos	480	Pnom total	110 kWp
Inversor	Modelo	Freesun LVT - FS0100_T	Pnom	100 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	171906 kWh/año	Produc. específico 1557 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	75.8 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 110 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Definitivo
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	88.0	9.40	108.2	102.0	9892	9373	11.69	11.08
Febrero	92.0	10.80	105.5	100.5	9584	9035	11.61	10.94
Marzo	150.0	13.20	164.7	158.5	14981	14222	11.63	11.04
Abril	183.0	14.90	190.8	184.3	17178	16289	11.51	10.91
Mayo	222.0	18.10	224.0	216.8	19806	18793	11.30	10.72
Junio	246.0	22.10	244.6	237.1	21079	20011	11.01	10.46
Julio	255.0	23.90	255.2	247.6	21825	20736	10.93	10.39
Agosto	224.0	24.00	231.2	224.0	19835	18822	10.97	10.41
Septiembre	168.0	21.30	180.5	174.1	15743	14931	11.15	10.57
Octubre	129.0	17.90	146.2	139.8	12989	12322	11.36	10.77
Noviembre	93.0	13.10	112.8	106.4	10123	9571	11.47	10.85
Diciembre	74.0	10.50	91.6	85.7	8287	7802	11.56	10.89
Año	1924.0	16.63	2055.4	1976.7	181322	171906	11.28	10.69

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

Simulación definitiva

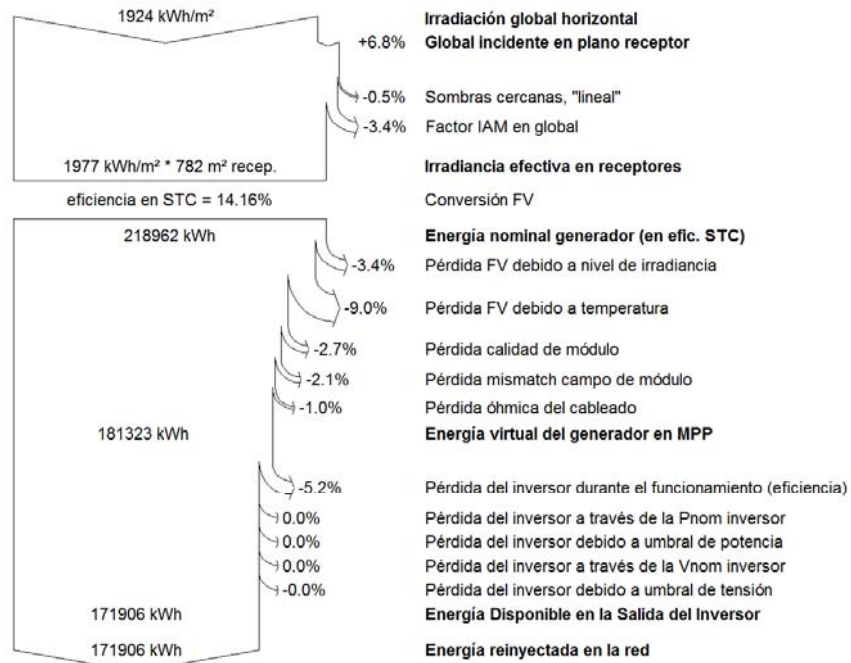
Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Instalación interconectada Cádiz

Variante de simulación : Definitivo

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Sombras cercanas	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut -15°
Módulos FV	Modelo	A-230 P	Pnom 230 Wp
Generador FV	N° de módulos	480	Pnom total 110 kWp
Inversor	Modelo	Freesun LVT - FS0100_T	Pnom 100 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año



ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS DE EQUIPOS

- Módulo fotovoltaico: **Atersa, A-230P GSE**
<http://www.atersa.com/img/20141027111736.pdf>
- Inversor: **Power Electronics, Freesun LVT FS0100_T**
http://www.downloads.power-electronics.com/15%20FREESUN/02%20CARACTERISTICAS%20TECNICAS/LVT/FSCT01JE_LVT_FichaTecnica.pdf
- Estructura: **Sumsol, Serie EA**
http://www.sumsol.es/wp-content/uploads/clearspace/one/2012/12/102-01-Estructuras-de-aluminio-EA-ED1106_es.pdf
- Cable de string: **General Cable, Exzhellent Solar ZZ-F**
http://www.generalcable.es/DesktopModules/Carver_Catalogo/CatalogoPDFGenerator.aspx?id=516&idioma=1&portal=1&culture=es-ES
- Cable de agrupación en CC y cable de CA: **General Cable, Energy RV-K FOC**
http://www.generalcable.es/DesktopModules/Carver_Catalogo/CatalogoPDFGenerator.aspx?id=74&idioma=1&portal=1&culture=es-ES
- Bandeja para conducción de cable de string: **Schneider Electric, Rejinorma Zincado**
<http://www.schneiderelectric.es/documents/local/isc-temp/rejinorma-catalogo.pdf>
- Tubo de protección PVC: **Revi, Tubo Corrugado PVC**
<http://www.grupo-revi.com/i/pdf/TUBO/CATALOGO-CORRUGADO-REVI.pdf>
- Tubo doble pared HDPE: **Revi, Tubo Doble Pared**
<http://www.grupo-revi.com/i/pdf/TUBO/CATALOGO-DOBLE-PARED-ROLLOS-REVI.pdf>
- Fusibles gPV: **df Electric, Fusible gPV 15A 100V_{DC}**
<http://www.df-sa.es/documentacion/documentos-fotovoltaicos/fusibles-y-bases-fotovoltaicos.pdf> [*Página 4*]
- Portafusibles gPV: **df Electric, Portafusible 10x38 unipolar**
<http://www.df-sa.es/documentacion/documentos-fotovoltaicos/fusibles-y-bases-fotovoltaicos.pdf> [*Página 7*]
- Descargador de sobretensiones: **General Electric, SAPV I+II**
https://www.gepowercontrols.com/es/resources/literature_library/catalogs/downloads/ES_New_SG_cat.pdf
- Interruptor magnetotérmico: **Legrand, DPX³ 160**
<http://www.legrand.es/documentos/Cap.1-Proteccion-Industria-Catalogo-Legrand-Group-2015-2016.pdf> [*Página 50*]

- Interruptor diferencial: **Legrand, DX³ 300 mA**
<http://www.legrand.es/documentos/Cap.1-Proteccion-Industria-Catalogo-Legrand-Group-2015-2016.pdf> [Página 140]
- Terminales MC4: **Krannich Solar, Conector Solar MC4**
https://es.krannich-solar.com/fileadmin/content/data_sheets/accesories/spain/MC4_4-6-10mm.pdf
- Terminales de compresión: **Gaestopas, Terminal Tubular de Presión**
<http://www.gaestopas.com/graficos/TERMINALPRESION.pdf>
- Prensaestopas: **Gaestopas, Prensas “Gadi” de Poliamida**
<http://www.gaestopas.com/graficos/GADI363M.pdf>
- Electrodo de puesta a tierra: **Ingesco, Picas de Acero Cobreado**
http://www.ingesco.com/images/stories/products/FT_Electrodo_PICAS_Acero_Cobreado_esp.pdf
- Equipo de monitorización: **Power Electronics, FreeSun Data Center**
<http://power-electronics.com/es/inversoresolares/accesorios/soluciones-monitorizacion/freesun-data-center/>